



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

ERKKA RINNE
VESIARVOLASKENNAN KEHITTÄMINEN
STOKASTISESSA SÄHKÖMARKKINAMALLISSA

Diplomityö

Tarkastaja: professori Leena Korpinen
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Luonontieteiden ja ympäristötekniikan
tiedekunnan tiedekuntaneuvoston
kokouksessa 5. toukokuuta 2010

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Ympäristö- ja energiatekniikan koulutusohjelma

RINNE, ERKKA: Vesiärvolaskennan kehittäminen stokastisessa sähkömarkkinamallissa
Diplomityö, 58 sivua, 10 liitesivua

Helmikuu 2011

Pääaine: Sähköenergiatekniikka

Tarkastaja: professori Leena Korpinen

Avainsanat: vesiärvö, tuulivoima, vesivoima, sähkömarkkinamalli, optimointi

Säännösteltävän vesivoiman optimaaliseen käyttöön liittyy kysymys tuotannon ajoittamisesta taloudellisesti edullisimpaan hetkeen. Vesiärvö kuvaa säännösteltävän vesialtaan marginaaliarvoa, ja sähköjärjestelmässä, jossa on sekä vesivoimaa että lämpövoimalaitoksia, vastaa vesiärvö sähköntuotannon kokonaiskustannusten muutosta kun käytettävissä on yksi yksikkö enemmän vettä. Vesiärvö on ajan ja altaan täyttöasteen funktio; mitä vähemmän altaissa on vettä, sitä arvokkaampaa se on. Epätasaisesti vuoden aikana jakautunut tulovirtaama vaikuttaa saatavilla olevaan vesimäärään ja siten myös vesiärvöihin.

Tuulivoiman osuuden lisääminen sähköntuotannossa aiheuttaa integraatiokustannuksia sähköjärjestelmässä. Kustannukset aiheutuvat muun muassa lisääntyneestä säädön tarpeesta. Säännösteltävää vesivoimaa voidaan käyttää tehokkaasti sähköntuotannon säätelyyn. Vesivoiman käyttö tulee kuitenkin optimoida uudella tavalla. Wilmar Joint Market Model -sähkömarkkinamalli (JMM) on työkalu sähköntuotannon kustannusten arviointiin, kun järjestelmään lisätään paljon tuulivoimaa.

Tässä työssä toteutettiin uudenlainen vesiärvolaskenta JMM:iin käyttäen VTT:n Markkinahintamallia (MH-malli), joka on sähköntuotannon kustannusten mallinnukseen Pohjoismaissa kehitetty ohjelmisto. Vertailukohteina uudelle menetelmälle käytettiin Wilmar Long Term Model -mallia, joka on JMM:n alkuperäinen vesiärvokomponentti, ja historiallisia vesitasoja seuraavaa menetelmää. MH-mallin etuja ovat stokastisella dynaamisella ohjelmoinnilla toteutettu nopea vesialtaiden käytön optimointi sekä sen säätömahdollisuudet verrattuna aikaisempiin toteutuksiin. Vesiärvot saadaan MH-mallin tuottamasta kokonaiskustannusten odotusarvosta derivaamalla allastilan suhteen.

JMM:lla simuloitiin vuoden 2001 sähköntuotantoa Pohjoismaissa käyttäen yllä mainittuja kolmea eri vesiärvomenetelmää. Tärkeimmät tulokset ovat sähkön marginaalikustannus, vesialtaiden tila sekä sähkön tuotantomäärät tuotantomuodotain, joita verrattiin myös toteutuneisiin arvoihin. Tulokset uudella menetelmällä ovat lupaavia. MH-mallin kanssa simuloitu allastila vuoden aikana on hyvin lähellä toteutunutta. Kustannustaso on myös tällä toteutuksella lähimpänä toteutunutta markkinahintaa. Tuotantomäärät eivät millään vesiärvototeutuksella ole toteutuneiden tasolla, mutta tuntituotannon aikasarja on MH-mallin kanssa stabiili.

Kehitystyötä tarvitaan vielä MH-mallin ja JMM:n yhteensovittamiseksi. Tärkeimmät kohteet ovat erilaisten allastyyppien kuvaaminen sekä JMM:ssä että MH-mallissa, jokivesivoiman osuuden määrittely MH-mallissa, voimalaitosten huoltoseisokkien määrittely ja vesivoiman muuttuvien kustannusten parempi määrittely. Lisäksi MH-mallin tulisi ottaa huomioon tuulivoiman tehovaihtelut.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Environmental and Energy Technology

RINNE, ERKKA: Improving water values in a stochastic electricity market model

Master of Science Thesis, 58 pages, 10 Appendix pages

February 2011

Major: Electrical Energy Engineering

Examiner: Professor Leena Korpinen

Keywords: water value, wind power, hydropower, electricity market model, optimisation

The optimal use of reservoir hydropower is a complex problem. To describe the marginal value of a reservoir connected to a hydropower plant the term water value is used. In an electricity system with both hydropower and thermal capacity, water value is equal to the absolute change of total production costs when there is one unit more water available. Water value is a function of time and reservoir filling level. The less water in the reservoirs, the more valuable it is. Annual water inflow is unequally spread over the year and therefore affects the available amount of water and the water values.

Increasing the share of wind power in electricity generation causes integration costs in the system. These costs are due to e.g. increased need for regulation. Reservoir hydropower is efficient in balancing the system with wind, but the use of reservoirs has to be re-optimised. Wilmar Joint Market Model (JMM) is a stochastic electricity market model created for the study of the effects of large scale wind integration.

In this study a new method is presented to calculate water values for the JMM using VTT's Markkinahintamalli (MH model). MH model is a tool for predicting electricity production costs in the Nordic countries. Wilmar Long Term Model, which is the original water value component of the JMM, and a method following historical reservoir levels were used as a comparison. The advantage of the MH model is the fast optimisation of water reservoirs using stochastic dynamic programming. It is also possible to calibrate the interplay with the JMM, unlike with the other two methods. Water values are calculated from the total cost function of the MH model. Water value is the derivative of the total cost function with respect to reservoir level.

JMM was used to simulate electricity production in the Nordic countries during the year 2001. Three methods to calculate water values were compared. The most important results are marginal production costs, water reservoir levels and electricity production by generation type. These were compared with the historical data. The results with the new method are promising. The simulated reservoir levels throughout the year are very close to the historical values. Production shares are not accurate with any of the methods, but the production time series appears realistic and stable with the new MH model method.

Additional work will be needed to calibrate and enhance the JMM and the MH model. The most important areas of development are the modelling of different kinds of reservoirs within both the JMM and the MH model, the defining of realistic plant outages as well as the share of run-of-river power and the estimation of the variable costs of hydropower production in the MH model. The long-term variation of wind power generation should also be included in the MH model.

ALKUSANAT

Diplomityö on tehty opinnäytteeksi Tampereen teknillisen yliopiston Luonontieteiden ja ympäristötekniikan tiedekunnalle VTT:n Tuulienergia-tiimissä Espoossa. Rahoitus työhön saatiin kahdesta lähteestä. Työ kuuluu Tuulivoiman järjestelmävaikutukset -osioon TEKES-projektissa ”Tuulivoiman kansainvälinen yhteistyö IEA R&D Wind 2009–2011”, ja toisaalta se on osa yhteiseurooppalaista ”ÆRTOs Offshore Grid” -tutkimushanketta, jossa tutkitaan laajamittaisen merituulivoiman vaikutuksia sähköjärjestelmässä ja -markkinoilla. VTT:n osuutena on muun muassa kehittää sähkömarkkinmallinnuksen vesiarvolaskentaa, jotta vesivoimaa voidaan paremmin hyödyntää säätöön.

Työn tarkastivat professorit Leena Korpinen ja Risto Raiko Energiatekniikan laitokselta. Työn ohjaajana toimi VTT:ltä tutkija Juha Kiviluoma, jolle haluan esittää lämpimät kiitokset saamastani tuesta ja neuvoista. Kiitän myös kaikkia Tuulitiimin jäseniä ja muita työtovereita viihtyisästä työympäristöstä sekä tuesta työn suorittamiseen.

Espoossa 18. helmikuuta 2011

Erkka Rinne

SISÄLLYS

1. Johdanto	1
2. Sähkön tuotanto ja markkinat	3
2.1 Sähkömarkkinoiden toiminta	3
2.2 Lämpövoimalaitokset	6
2.2.1 Sähkön ja lämmön yhteistuotanto	7
2.2.2 Lämpövoimalaitosten kustannukset ja käyttö	8
2.3 Vesivoima	9
2.4 Tuulivoima	11
3. Energiajärjestelmän mallinnus	12
3.1 Sähköjärjestelmän optimointi	13
3.2 Lineaarinen ohjelmointi	14
3.3 Dynaaminen ohjelmointi	15
3.4 Vesivoiman käytön optimointi	16
3.4.1 Vesi-arvomenetelmä	17
4. Tuulivoiman lisäämisen haasteita	20
4.1 Tuulen käyttäytyminen ja ennustettavuus	20
4.2 Tuulivoiman vaikutuksia sähköjärjestelmään	21
5. Mallityökalut	22
5.1 WILMAR	22
5.1.1 Toteutus ja aluejako	23
5.1.2 Wilmar-tietokannat	24
5.2 Wilmar Long Term Model	26
5.3 Markkinahintamalli	28
5.3.1 Laskennan aikasykli ja aluejako	28
5.3.2 Sähkön kysyntä ja tarjonta	28
5.3.3 Tulovirtaamat	29
5.3.4 Optimointi stokastisella ja dynaamisella mallilla	29
5.3.5 Käytännön toiminta ja syötetiedostot	30
5.4 MH-mallin liittäminen osaksi Wilmar JMM:a	33
5.4.1 Kokonaiskustannuksesta vesi-arvoon	33
5.4.2 Lähtötiedot	34
6. Tulokset	40
6.1 Koeasetelma	40
6.2 Tulokset	40
6.2.1 MH-mallin kokonaiskustannus ja vesi-arvomatriisit	41
6.2.2 Sähkön marginaalikustannukset	42
6.2.3 Vesivarastojen tila	43

6.2.4	Vesiarvot	45
6.2.5	Sähkön tuotanto	46
7.	Johtopäätökset	50
	Lähteet	53
	Liite 1: MH-mallin syötetiedostot	59
	Liite 2: Lisäykset JMM:n koodiin	61
	Liite 3: JMM:n ja ratkaisijan asetukset	65
	Liite 4: Tuotantokuvaajat	67

LYHENTEET JA TERMIT

Alue	JMM:n maantieteellinen yksikkö, jossa on määritelty sähkön kysyntä. Alueet sisältävät seutuja.
CHP	Yhdistetty sähkön- ja lämmöntuotanto (engl. Combined Heat and Power)
Deterministinen	Määrätty. Deterministisessä systeemissä ei ole mukana satunnaista vaihtelua
DP	Dynaaminen ohjelmointi (engl. Dynamic Programming). Matemaattisen mallinnuksen laji, joka käsittelee dynaamisia, päätöksentekoa vaativia järjestelmiä soveltamalla optimaalisuusperiaatetta ja rekursiivista algoritmia.
E	Itseisarvo-operaattori
GAMS	Ohjelmointikieli matemaattisten ongelmien ratkaisuun (engl. General Algebraic Modeling System)
H	Vesivoimatuotanto (MWh)
HIST	Mallinnustapaus, jossa JMM käyttää historiallista vesitilaseurantaa
hyrs	Allasvesivoima (engl. hydro reservoir)
JMM	WILMAR-projektin yhteydessä luotu sähkömarkkinamalli (engl. Joint Market Model)
k	Kustannukset
K_{TOT}	Järjestelmän sähköntuotannon kokonaiskustannus (€), joka on ajan ja vesialtaiden tilan funktio.
LP	Lineaarinen ohjelmointi (engl. Linear Programming). Matemaattisen optimoinnin erikoistapaus, jossa kohdefunktio ja rajoitteet ovat lineaarisia funktioita.
LTM	1) JMM:iin liittyvä vesi-arvojen laskentamalli (engl. Long Term Model), 2) Mallinnustapaus, jossa käytetään tätä apumallia
Lämpövoimalaitos	Voimalaitos, jonka sähköntuotanto perustuu polttoaineeseen lämmönlähteenä ja lämpövoimakoneeseen
Marginaalikustannus	Kustannus tuotannon kasvattamiseksi yhdellä yksiköllä
Maa	JMM:n suurin maantieteellinen yksikkö. Maa jakautuu alueisiin.

MH-malli	Markkinahintamalli. VTT:llä kehitetty, alunperin Pohjoismaisia sähkömarkkinoita kuvaava malli
MHM	1) JMM:n lisäosa, joka käyttää MH-mallia apuna vesiarvojen määrittämiseksi, 2) Mallinnustapaus, jossa käytetään tätä laajennusta
MIP	LP optimointitehtävä, jossa osa muuttujista voi saada vain kokonaislukuarvoja (engl. Mixed Integer Programming)
MWh _e	Megawattituntia sähköenergiaa
NTC	Nettosiirtokapasiteetti (engl. Net Transfer Capacity). Kahden alueen välinen luotettava sähkönsiirtokapasiteetti
p	Hinta (€, €/MWh)
P	Sähköteho (MW _e)
ror	Jokivesivoima (engl. row-of-river)
SDP	Stokastinen dynaaminen ohjelmointi (engl. Stochastic Dynamic Programming) ottaa huomioon stokastisen satunnaistekijän vaikutuksen dynaamisessa ohjelmointitehtävässä.
Stokastinen prosessi	Satunnainen ilmiö, jolla on tietty todennäköisyysjakauma. Käytetään kuvaamaan stokastisia ilmiöitä matemaattisesti.
Seutu	JMM:n pienin maantieteellinen yksikkö, jossa on määrätty lämpökuorma
STT	Skenaariopuutyökalu (engl. Scenario Tree Tool). Wilmar-projektissa luotu työkalu, jolla luodaan tuuli- ja sähkön kysyntäskenaarioita JMM:lle
t	Aikamuuttuja
Terminen kapasiteetti	Lämpövoimalaitosten sähköntuotantokapasiteetti
Tuntihinta	Seuraavan päivän markkinoilla määräytyvä tuntikohtainen sähkön hinta
Tuotantoekvivalentti	Vesivoimalla tuotetun sähkötehon ja turbiinien läpi lasketun virtaaman suhde (MWh/m ³)
Tuulivoima	Sähköntuotanto, joka perustuu tuulen liike-energian hyödyntämiseen
v_{hyrs}	Virtaama säännöstelyaltaisiin (MWh)
v_{ror}	Jokivirtaama (MWh)
Vesiarvo	Vesivoimalla tuotetun sähkön rahallinen arvo energiayksikköä kohden. Riippuu vaihtoehtoisen tuotannon kustannuksista.

Vesivoima	Sähköntuotanto, joka perustuu veden potentiaali- tai liike-energiaan
w	Vesiarvo (€/MWh)
WILMAR	Tutkimusprojekti tuulivoiman laajamittaisen käytön vaikutuksista (engl. Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets). Käytetään myös projektiin liittyvistä mallinnustyökaluista ja tietokannoista.
x	Vesivaraston tila energiayksiköissä (MWh)
γ	Sähköntuotannon alenema väliottolaitoksessa, kun lisätään lämpötehoa (MW_e/MW_h)
δ	CHP-laitoksen rakennusaste eli sähkön- ja lämmöntuotannon suhde
η	Hyötysuhde
ξ	Vesivoiman tuotantoekvivalentti
Φ	Lämpöteho (MW_h)

1. JOHDANTO

Lisääntyvä tuulivoimakapasiteetti asettaa haasteita sähköjärjestelmälle. Tuulisähkö on halpaa, mutta sen osuuden voimakas lisääminen tuo mukanaan muuhun sähköjärjestelmään kohdistuvia integraatiokustannuksia. Tuntien tasolla vaihteleva tuulivoimatuotanto vaatii järjestelmältä tehokasta säätöä, jotta sähkön tuotanto ja kulutus saadaan pidettyä tasapainossa. Tuulivoiman vaikutuksia sähköjärjestelmään on esitelty luvussa 4.

Sähkön hinta määräytyy kysynnän ja tarjonnan mukaan. Yksinkertaisimmillaan sähkön hintaa voidaan arvioida ennustamalla kysyntä- ja tarjontafunktiot. Pitkän aikavälin ennustaminen vaatii kuitenkin sähköjärjestelmän tuotannon ja kulutuksen mallintamista, jolloin yleensä etsitään taloudellisesti edullisinta tapaa tuottaa kulutusta vastaava määrä sähköenergiaa. Hinta vastaa järjestelmän marginaalikustannuksia. Pohjoismaissa sähkön markkinapaikkana toimii NordPool-sähköpörssi, jossa kauppaa käydään seuraavan päivän, päivän sisäisillä sekä säätösähkömarkkinoilla. Laadukkaan mallin tulee järjestelmän teknisten ominaisuuksien ohella kuvata markkinoiden toimintaa. Sähkömarkkinoiden toiminnasta ja sähköntuotannosta on kerrottu luvussa 2.

Mallinnus ei ole helppo tehtävä ottaen huomioon nykyaikaisen sähköjärjestelmän ominaisuudet. Sähkömarkkinamallin lähtöarvoja ovat muun muassa käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti, sen rajoitukset ja siirtoyhteydet sekä sähkön kulutus. Myös lämmöntuotanto ja -kysyntä vaikuttavat sähkön ja lämmön yhteistuotannon kautta. Erään ongelman muodostavat esimerkiksi tuuli- ja vesivoimatuotannon riippumattomuus ihmistoiminnasta. Tuulivoimatuotantoa ja veden virtaamia voidaan kuitenkin mallintaa stokastisina prosesseina. Sähköjärjestelmän mallinnuksen teoreettisia perusteita on esitelty luvussa 3.

Säännöstelyaltaisiin kytkeytyvä vesivoima on helposti säädeltävää tuotantoa, jota voidaan osaltaan käyttää pienentämään tuulivoiman vaihtelun aiheuttamia kustannuksia. Vesivoiman muuttuvat kustannukset ovat pienet ja tehon muuttaminen yksinkertaista verrattuna lämpövoimalaitoksiin. Vesivoiman arvoa tuottajalle kuvataan termillä vesi-arvo, joka on selitetty tarkemmin kohdassa 3.4.1. Vesi-arvo on ajan ja varastoaltaiden tilan funktio, sillä säännösteltävän vesivoiman käyttöön liittyy kysymys tuotannon ajoittamisesta taloudellisesti edulliseen hetkeen. Säännösteltävän vesivoiman käyttö on järkevää optimoida vuoden aikana siten, että sillä voidaan

parhaiten korvata kalliimpia lämpövoimalaitoksia. Vesivoiman käyttöä voidaan ohjata sopivasti valitulla vesiarvofunktiolla.

Euroopan Unionin rahoittamassa WILMAR-tutkimushankkeessa tarkasteltiin laajamittaisen tuulivoiman hyödyntämisen aiheuttamia taloudellisia ja teknisiä vaikutuksia sähköjärjestelmässä. Projektin yhteydessä luotu Joint Market Model -sähkömarkkinamalli (JMM) pyrkii sähköntuotannon kustannusten optimointiin, kun tuulivoiman osuutta lisätään järjestelmässä. Diplomityön tavoitteena oli kehittää vesiarvojen laskentaan Wilmar JMM:lle uusi menetelmä, jota voitaisiin hyödyntää tulevilla jatkotutkimuksissa. Tarkoitukseen valittiin VTT:n Markkinahintamalli, joka on pohjoismaisen sähkön hinnan arviointiin tehty malli. Se tarkastelee vesivoiman käyttöä stokastisella dynaamisella ohjelmoinnilla. Uutta tapaa verrattiin JMM:n alkuperäiseen vesiarvokomponenttiin, Wilmar Long Term Model -malliin (LTM), sekä menetelmään, joka perustuu varastoaltaiden historiallisten tasojen seuraamiseen. Käytetyt mallit on esitelty luvussa 5.

Mallinusalue käsitti Pohjoismaista Suomen, Ruotsin, Norjan ja Tanskan, ja ajankohdaksi valittiin vuosi 2001. Koeasetelma ja tulokset on tarkemmin kuvailtu luvussa 6. Tärkeimmät tulokset ovat sähköntuotannon marginaalikustannus, vesivarastojen tila sekä sähköntuotannon jakautuminen lajeittain, ja niitä on myös vertailtu toteutuneisiin arvoihin. Tulosten pääpaino on tarkastelu Suomen kannalta. Uudella menetelmällä saadut mallinnustulokset ovat lupaavia, ja varsinkin allastilojen osalta saadut arvot osuvat lähelle toteutuneita. Johtopäätöksiä tuloksista ja ehdotuksia Markkinahintamallin ja JMM:n välisen yhteistyön jatkokehitykseen on esitetty luvussa 7.

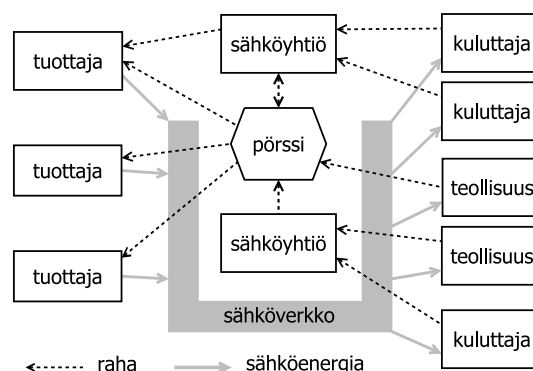
2. SÄHKÖN TUOTANTO JA MARKKINAT

2.1 Sähkömarkkinoiden toiminta

Vapailla sähkömarkkinoilla sähkön käyttäjä voi valita sähkönmyyjänsä vapaasti ilman maantieteellisiä rajoitteita. Sähköenergia välitetään sähköverkon välityksellä, mutta verkkotoiminta on säädeltyä luonnollista monopoliliiketoimintaa, sillä useiden rinnakkaisten verkkojen rakentaminen ei olisi mielekästä. Sähkön hinta muodostuu vapailla markkinoilla kysynnän ja tarjonnan mukaan. Täydellisen kilpailutilanteen vallitessa hinta asettuu teoriassa samalle tasolle kuin järjestelmän marginaalikustannus, joka on kustannus tuotannon kasvattamiseksi yhdellä yksiköllä. Lyhyen tähtäimen marginaalikustannukset koostuvat käytännössä pelkästään sähköntuotannon polttoaine- ja muista juoksevista kustannuksista. [1; 2.]

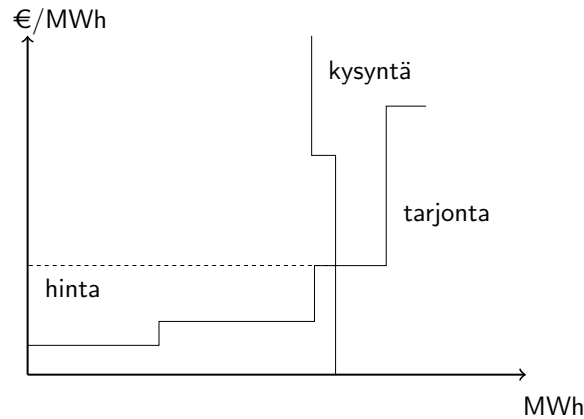
Pohjoismainen sähkömarkkina-alue kattaa Suomen, Ruotsin, Norjan ja Tanskan. Vuoden 2010 huhtikuusta lähtien mukana on myös Viro. [3; 4.] Sähkön markkinapaikkana toimii sähköpörssi, jota hallinnoi pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden (Suomessa Fingrid Oyj) omistama NordPool Spot AS. Sähköpörssissä kauppaa käyvät sähkön tuottajat, sähköyhtiöt, jotka myyvät sähköä kuluttajille, ja suuret teollisuuslaitokset. Kuvassa 2.1 on havainnollistettu eri toimijoiden välisiä yhteyksiä sähkömarkkinoilla.

Sähkön tuntihinta (*spot price*) muodostetaan Elspot-markkinoilla etukäteen seuraavan vuorokauden jokaiselle tunnille erikseen (*day-ahead market*). Osto- ja myyntitarjoukset tulee jättää edellisenä päivänä kello 12 mennessä. Pörssi määrittää tehtyjen tarjousten perusteella tukkuhinnan kullekin käyttötunnille. Tarjoukset järjes-



Kuva 2.1. Sähkömarkkinoiden energia- ja rahavirrat. Mukailten [1; 5]

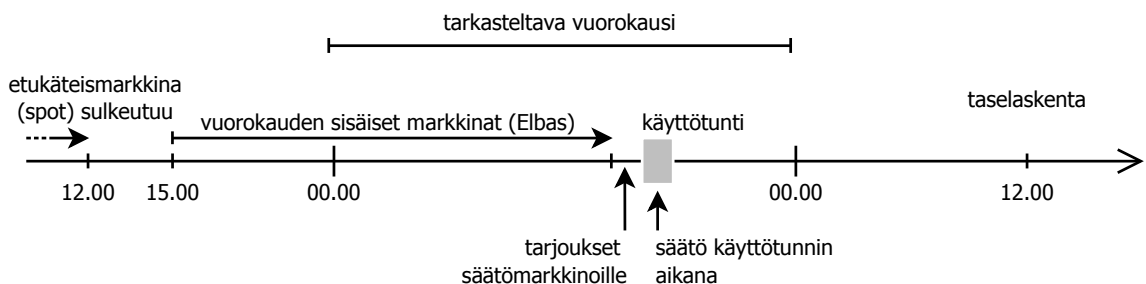
tetään hintajärjestykseen, ja ensimmäisenä käyttöön otetaan niistä edullisimmat. Suurin osa kysynnästä on todellisuudessa täysin epäelastista, eli se ei muutu hinnan mukaan. Tukkuhinta on kysynnän ja tarjonnan leikkauspisteessä kuten kuvassa 2.2 on esitetty. [2.]



Kuva 2.2. Hinnanmuodostus vapailla sähkömarkkinoilla [1; 5]

Sähkön tarve ja tuotantomahdollisuudet muuttuvat kuitenkin etukäteiskaupankäynnin sulkeutumisen jälkeen. Tämä voi johtua esimerkiksi kulutusodotusten tai tuuliennusteen muuttumisesta. Myös tuotantolaitoksen vikaantuessa sähköntuottajan on ostettava lisää sähköä voidakseen täyttää tekemänsä toimitussopimukset. Kaupankäynti jatkuu vuorokauden sisäisillä markkinoilla. Pohjoismaissa on käytössä Elbas-markkinat, joilla kaupankäynti sulkeutuu tuntia ennen käyttötunnin alkamista. Hinta voi poiketa edellisen päivän markkinoiden tunti hinnasta, sillä kaupahinnat määräytyvät suoraan tehtyjen tarjousten perusteella. Tuntia ennen käyttötunnin alkua on mahdollista tehdä tarjouksia säätösähkömarkkinoille. [2; 6.] Sähkömarkkinoiden toiminta vuorokauden aikana on havainnollistettu kuvassa 2.3.

Sähkön kulutus ja tuotanto on pidettävä jatkuvasti tasapainossa. Käyttötunnin aikana vastuu sähköjärjestelmästä siirtyy järjestelmäoperaattorille, joka Suomessa on kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj. [6.] Eri suuntiin olevat poikkeamat suunnitellusta tuotannosta tai kulutuksesta kumoavat pitkälti toisensa. Järjestelmäoperaattorin huolehdittavaksi jää järjestelmän nettopoikkeama, jonka kattamiseksi se ostaa



Kuva 2.3. Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden toiminta ajallisesti [6]

säätösähköä, eli lisätuotantoa tai -kulutusta, säätösähkömarkkinoille tehtyjen tarjousten mukaan. Säätösähkön hinta määräytyy viimeisen käytetyn tarjouksen mukaan. Tase kunkin tuottajan osalta lasketaan käyttötunnin jälkeen. Sähkön tuottaja joutuu maksamaan poikkeamasta säätösähkön hinnan, jos se on samaan suuntaa kuin nettopoikkeama. Poikkeamasta vastakkaiseen suuntaan maksetaan käyttötunnin tukkuhinta. Tätä kutsutaan kaksihintajärjestelmäksi (*two-price system*). Kulutuksen osalta käytössä on yksihintajärjestelmä (*one-price system*), eli poikkeamista kumpaakin suuntaan maksetaan säätösähkön hinta. [7, s. 76; 8, s. 6.]

Käyttötunnin aikaiseen säätelyyn on varauduttu erilaisin reservein, jotka voidaan jakaa luokkiin käyttötarkoituksen tai niiden aktivoimiseen kuluvan ajan perusteella. Häiriöreserveillä varaudutaan tuotannon äkillisiin vikatilanteisiin, ja ne mitoitetaan yllensä järjestelmän suurimman mahdollisen häiriön mukaan ($n - 1$ -periaate). Käyttöreserviä tarvitaan kulutuksen täsmälliseen seuraamiseen ja ennusvirheiden korjaamiseen. [6.]

Reservit voidaan luokitella myös sen mukaan, miten nopeasti ne reagoivat teho-
tasapainon muutoksiin sähköverkossa. Vaihtosähköjärjestelmän taajuus pyrkii las-
kemaan, jos kulutus ylittää tuotannon, ja päinvastoin. Primäärireservinä käytetään
taajuusohjattua tuotantoa, jonka teho määräytyy automaattisesti verkon taajuus-
den eli samalla kulutuksen mukaan. Sekundäärireservi aktivoidaan primäärireservin
jälkeen, ja sen avulla vapautetaan taajuusohjattu reservi uudelleen käytettäväksi.
Sekundäärireserviä ohjataan manuaalisesti, ja siinä käytetään voimalaitoksia, jotka
eivät osallistu taajuusohjaukseen. [5, ss. 37–43.] Tertiääri- eli nopea reservi käynnis-
tetään myös manuaalisesti, mutta edelleen pidemmällä aikaskaalalla vapauttamaan
primääri- ja sekundäärireservit uudelleen käyttöön. Tertiäärireserviin kuuluvat sää-
tösähkömarkkinat sekä muut nopeat häiriöreservit, esimerkiksi kaasuturbiinilaitok-
set. [6; 8.] Reservien käyttö ja jaottelu riippuu tarkasteltavasta alueesta. Tässä esi-
tetty koskee nimenomaan pohjoismaista sähköjärjestelmää.

Sähkön siirtoverkko asettaa markkinoille rajoitteita. Alueiden välistä tehonsiirtoa
joudutaan rajoittamaan yhteyksien teknisten ominaisuuksien takia. Kahden alueen
välinen nettosiirtokapasiteetti (NTC, *Net Transfer Capacity*) määräytyy yhtälöstä

$$NTC = TTC - TRM, \quad (2.1)$$

jossa TTC on alueiden välinen kokonaissiirtokapasiteetti ja TRM siirtovarmuus-
marginaali. Kokonaissiirtokapasiteetin määräävät yhteyden termiset rajoitteet ja
sähköinen eristys sekä stabiilisuustekijät. Varmuusmarginaalin käyttö johtuu eri-
laisista markkinoiden epävarmuustekijöistä kuten epätäydellisestä informaatiosta.
Siirtokapasiteetin yksikkönä käytetään useimmiten megawattia. [9, ss. 4–6.] Net-
tosiirtokapasiteetin täyttyminen aiheuttaa markkinoille pullonkaulatilanteita, mikä

johtaa hinta-eroihin markkina-alueella. Vaikka sähkön tuonti tietylle alueelle olisi edullisempaa kuin alueella olevan tuotannon kustannukset, ei sitä voida siirtokapasiteetin täyttyessä hyödyntää. Tällöin sähkön hinta alueella kasvaa suhteessa muihin alueisiin. Pohjoismaat on jaettu hinta-alueisiin, joista Suomi muodostaa yhden. Pullonkaulatilanteita voidaan ehkäistä lisäämällä tuotantokapasiteettia eri alueilla kulutukseen nähden sopivasti sekä parantamalla alueiden välisiä siirtoyhteyksiä. [2.]

2.2 Lämpövoimalaitokset

Suuri osa sähkön tuotannosta perustuu nykyään lämpövoimakoneeseen. Lämpö tuotetaan polttoaineen polttoprosessilla tai ydinvoimalaitosten tapauksessa ydinreaktiolla. Tuotettu lämpö muunnetaan mekaaniseksi energiaksi ja generaattorilla edelleen sähköksi. Lämpövoimalaitoksen eli termisen voimalaitoksen tuotantokustannukset riippuvat käytetystä polttoaineesta ja siitä, miten voimalaa käytetään. Prosessin hyötysuhde riippuu tavallisesti syötetyn polttoaineen määrästä. [5, s. 63.] Lämpövoimalaitokset voidaan jakaa käytetyn termodynaamisen prosessin mukaan, ja seuraavassa käydään lyhyesti läpi tärkeimmät laitostyypit.

Polttomoottorikäyttöiset voimalat koostuvat otto- tai dieselprosessia käyttävästä moottorista ja generaattorista. Ne käyttävät polttoaineena useimmiten kevyttä tai raskasta polttoöljyä tai maakaasua. Polttomoottorilaitoksen etuja ovat lyhyt rakennusaika, kohtuullinen hyötysuhde myös osakuormilla sekä nopea käynnistys- ja tehonmuutos aika. Moottorivoimalaitoksia käytetään etenkin varavoimaratkaisuisissa, mutta myös perusvoiman tuotantoon, ja teholtaan ne ovat kymmenistä kilowateista yli sataan megawattiin. [10, ss. 148–149.] Parhaimmillaan suurten dieselmoottorien hyötysuhde on noin 50 % [11, s. 29].

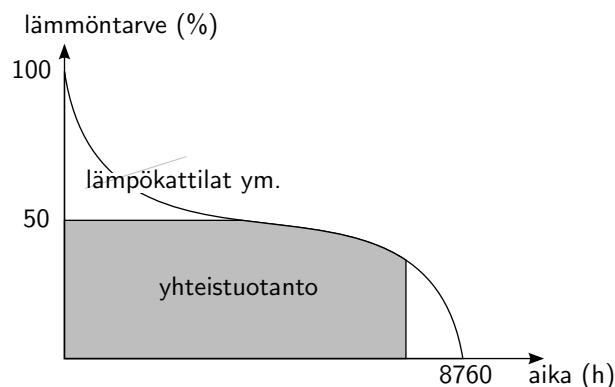
Kaasuturbiinilaitos perustuu Brayton-prosessiin. Myös näissä generaattori on suoraan kytketty lämpövoimakoneeseen, joka on maakaasua tai kevyttä polttoöljyä polttava kaasuturbiini. Kaasuturbiinilaitos on suhteellisen edullinen rakentaa, mutta niiden hyötysuhde on melko alhainen, enintään noin 40 %. Niitä käytetäänkin lyhytaikaisessa huippu- ja varavoiman tuotannossa. Kaasuturbiinilaitosten teho vaihtelee kymmenistä satoihin megawatteihin. [5, s. 63; 11, s. 26.]

Suurimmat lämpövoimalaitokset perustuvat höyryprosessiin eli Clausius–Rankine-prosessiin. Polttoaine poltetaan kattilassa, joka höyrystää vettä. Syntynyt höyry johdetaan turbiineihin, jotka pyörittävät generaattoria, minkä jälkeen höyry lauhdutetaan jälleen vedeksi. Syöttövesisäiliöstä vesi pumpataan jälleen kattilaan. Käytettävä kattilatyyppi ja polttotapa riippuvat polttoaineesta, joka voi olla kiinteä, nestemäinen tai kaasu. Höyryvoimaloissa käytetään monia erilaisia polttoaineita kuten kivihiiltä, puuta, turvetta, kevyttä ja raskasta polttoöljyä sekä maakaasua. Höyryvoimalaitoksen sähköntuotannonhyötysuhde on nykyisin noin 40...50 %. [10, ss. 65–72; 11, ss. 14–16.] Lauhdeperiaatteella toimivia höyryvoimalaitoksia käy-

tään peruskuormalaitoksina, jolloin niiden hyötysuhde pyritään pitämään mahdollisimman korkeana [10, s. 96]. Tämä saavutetaan yleensä käyttämällä laitoksen nimellistehoä. Osaa vanhemmista lauhdevoimalaitoksista, joiden hyötysuhde on alhaisempi, käytetään varavoimalaitoksina, kun esimerkiksi vesivoimaa ei kuivan vuoden sattuessa ole tarpeeksi käytettävissä. Myös kaasuturbiinin pakokaasuja voidaan käyttää höyryprosessin lämmönlähteenä, ja tällaisen kombivoimalaitoksen hyötysuhde on merkittävästi parempi kuin pelkän lauhde- tai kaasuturbiinilaitoksen [10, s. 136]. Höyryvoimalaitosten erityistyyppi ovat ydinvoimalaitokset, joissa lämmöntuotanto perustuu ydinpolttoaineen hajoamisreaktioon. Ydinvoimaloiden hyötysuhteet ovat alhaisempia kuin lauhdevoimalaitosten yleensä, sillä turvallisuussyistä niissä käytetään pienempää höyryn lämpötilaa ja painetta. Ydinpolttoaineen halpa hinta energiyksikköä kohden tekee kuitenkin ydinvoimasta edullisen sähköntuotantomuodon, ja ydinvoimaloita käytetään peruskuormalaitoksina. [10, ss. 113–117.]

2.2.1 Sähkön ja lämmön yhteistuotanto

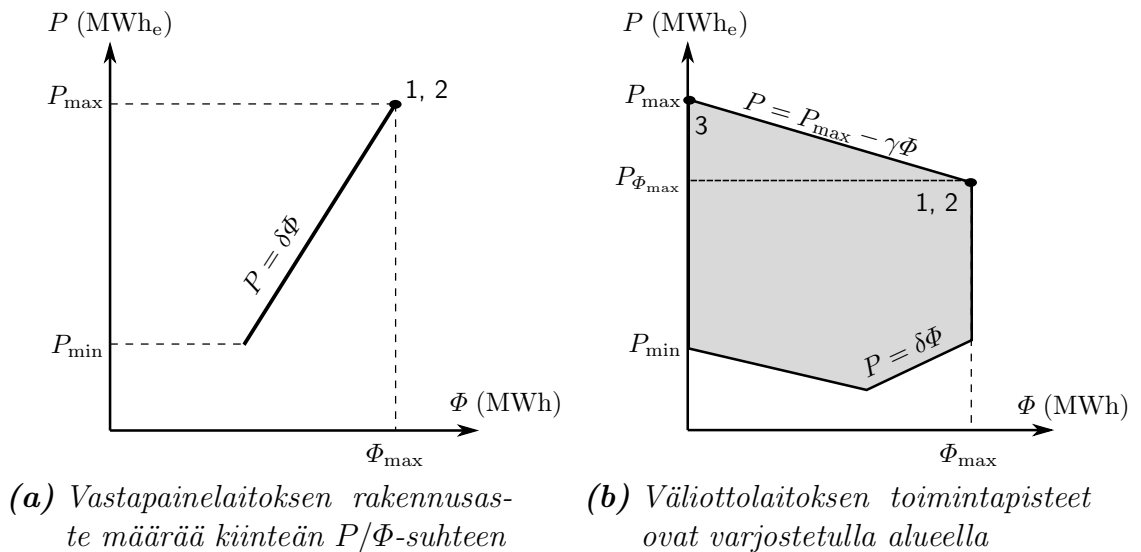
Lämpövoimalaitoksen kokonaishyötysuhdetta voidaan kasvattaa hyödyntämällä prosessin lämpöä kaukolämmön tuotantoon tai teollisuuden prosessilämpönä. Sähkön ja lämmön yhteistuotantoon (*Combined Heat and Power*, CHP) sopivat kaikki edellä mainitut lämpövoimalaitostyytit. Esimerkiksi Suomessa tällä tavalla tuotetun sähkön osuus on suurimpia maailmassa, sillä sähkön ja lämmön kulutushuiput osuvat molemmat talvikaudelle. Kalliita yhteistuotantolaitoksia ei kuitenkaan mitoiteta lämmöntarpeen huippukulutuksen mukaan. Vuotuisesta lämmöntarpeesta voidaan kattaa 90 % yhteistuotantolaitoksilla, kun niiden lämmöntuotantokapasiteetti on noin puolet huippukulutuksesta. Kuvassa 2.4 on esitetty lämmöntarpeen pysyvyyskäyrä. Pysyvyyskäyrä ilmaisee ajan, jonka lämmöntarve (tai vastaavasti esimerkiksi sähkönkulutus) ylittää tietyn tehon. Lämmöntarpeen kulutushuiput ja kesäaika katetaan lämmityskattiloilla tai lämpöpumpuilla. [10.]



Kuva 2.4. Lämmöntarpeen tavanomainen pysyvyyskäyrä Pohjoismaissa [10]

Vastapainevoimalaitoksessa (*back-pressure*) turbiinin jälkeinen höyry lauhdutaan lämmönsiirtimessä, jossa vallitseva vastapaine riippuu vaaditusta kaukolämpöveden lämpötilasta. Teollisuudessa höyryä voidaan ohjata myös suoraan prosesseille. [10, ss. 97–100.] Väliottolaitos eroaa vastapainelaitoksesta siten, että niissä merkittävä osa höyrystä ohjataan lämmönvaihtimiin tai prosessihöyryksi turbiinien väliotoista. Vain osa höyrystä paisutetaan turbiineissa loppuun asti. [11, s. 25.]

Vastapainevoimalaitoksessa tuotetun sähkö- ja lämpötehon suhde eli rakennusaste on vakio. Tämä johtaa siihen, että lämmönkulutus määrää myös laitoksen tuottaman sähkön määrän. Usein kuitenkin sekä sähkön että lämmön kulutuksen huiput osuvat molemmat talvikuukausiin. [10, s. 98; 11, s. 24; 12, s. 103.] Väliottolaitoksia käytetään paremman joustavuutensa takia. Niissä sähkö- ja lämmöntuotannon suhdetta voidaan muuttaa tietyissä rajoissa. Rakennusasteen lisäksi väliottolaitoksille on määriteltä arvo, joka kuvaa sähkötehon laskua lämpötehoa nostettaessa, kun polttoaineenkulutus samalla pysyy vakiona. Kuvassa 2.5 on esitetty yksinkertainen kuvaus CHP-laitoksen ΦP -kaaviosta sekä vastapaine- että väliottolaitokselle. Rakennusastetta on merkitty symbolilla δ ja sähkötehon alenemaa nostettaessa lämpötehoa väliottolaitoksessa symbolilla γ . [12, ss. 103–105.]



Kuva 2.5. CHP-laitoksen ΦP -kaavio kertoo mahdolliset toimintapisteet ja niiden lämpötehon Φ ja sähkötehon P . Numerot viittaavat MH-mallissa määritettäviin toimintapisteisiin (kohta 5.4.2).

2.2.2 Lämpövoimalaitosten kustannukset ja käyttö

Lämpövoimalaitoksen lyhyen tähtäimen tuotantokustannukset koostuvat polttoainekustannuksista, operointi- ja huoltokustannuksista sekä mahdollisista päästömaksuista. Laitoksen tuottama sähköteho on verrannollinen syötetyn polttoaineen mää-

rään. Sähköntuotannon hyötysuhde ei kuitenkaan ole vakio, vaan myös se riippuu käytetystä polttoainetehosta. Siten laitoksen käyttökustannukset ovat halutun sähkötehon epälineaarinen funktio. Polttoaineen kulutus F (t/MWh_e tai m³/MWh_e) sähköteholla P saadaan kaavasta

$$F(P) = \frac{1}{\eta(P)h_{\text{pa}}}, \quad (2.2)$$

jossa $\eta(P)$ on laitoksen hyötysuhde sähköteholla P ja h_{pa} polttoaineen lämpöarvo (MWh/t tai MWh/m³). Yhtälöä (2.2) voidaan approksimoida lineaarisella funktiolla

$$F^*(P) = \theta P + F_0, \quad (2.3)$$

jossa termi F_0 on polttoaineen kulutus minimisähköteholla ja kerroin θ kuvaa marginaalikulutusta tämän ylittävältä osalla. Jos polttoaineen hinta on p_{pa} (€/MWh) ja päästömaksun suuruus p_{CO_2} (€/t CO₂), saadaan kustannus tuotettua sähköenergiayksikköä kohden kaavasta

$$k(P) = F(P) \cdot (p_{\text{pa}} + f_{\text{CO}_2}p_{\text{CO}_2}) + k_{\text{mmk}}, \quad (2.4)$$

jossa kerroin f_{CO_2} on polttoaineen hiilidioksidipitoisuus (t CO₂/MWh). Termi k_{mmk} edustaa muita muuttuvia kustannuksia. [5, ss. 64–65.] Välittömien tuotantokustannusten lisäksi lämpövoimalaitosten kustannuksiin vaikuttavat niiden vuotuisesta ylläpidosta sekä tuotannon käynnistämisestä aiheutuvat kulut [13].

Kustannusten lisäksi lämpövoimalaitosten käyttöä rajoittavat myös muut tekijät. On huomattava, että polttoainetehon lisääminen ei välittömästi johda sähkötehon kasvuun, ja vasteaika riippuu varsinkin laitoksen koosta. Materiaalien termisten ominaisuuksien takia laitoksen tehoa ei voida nostaa tai laskea mielivaltaisen nopeasti. Siten laitokselle määritellään erikseen tehonnosto- ja -laskunopeus. Laitoksen käynnistäminen vie aikaa, ja asennetun maksimitehon lisäksi voidaan määritellä laitoksen minimiteho. Käynnistyskustannukset aiheutuvat laitoksen lämmittämisestä asetettuun minimitehoon ennen kuin sähköntuotanto voi alkaa. Tähän luonnollisesti vaikuttaa, kauanko laitos on ollut sammutettuna. [5, ss. 65–69.] Laitoksen käynnistämisen ja alasajon aiheuttaman vikaantumisriskin pienentämiseksi määritellään usein myös vähimmäisajat, jonka laitos on käynnistettynä tai sammutettuna, mikä vähentää laitoksen käynnistämistäajaa [12, s. 101].

2.3 Vesivoima

Sähköä tuotetaan vesivoimalla syöttämällä vettä turbiinien läpi, jolloin veden potentiaalienergia muuttuu generaattoria pyörittäväksi mekaaniseksi energiaksi ja edelleen sähköksi. Voimalaitos voi perustua pelkkään virtaavaan veteen tai suhteellisen

pieneen patoaltaaseen, jolloin tuotannon säätelyvaraa ei ole tai se on pieni. Tällöin vesivoimaa tuotetaan laitokselle tulevan virtaaman mukaan. Skaalan toisessa päässä on suuria, jopa vuosien sademäärää vastaavia säätelyaltaita hyödyntäviä laitoksia, joiden sähköntuotannon ajankohtaa ja tehoa voidaan vaihdella tarpeen mukaan. [5; 14.]

Vesivoimalaitoksen tuotantoekvivalentti (*production equivalent*) on tuotetun sähköenergian H ja turbiinien läpi lasketun vesimäärän Q suhde yhtälön

$$\xi = \frac{H}{Q} \quad (2.5)$$

mukaisesti. Yksiköksi saadaan MWh/m³. [5, s. 49.] Tuotantoekvivalentin suuruus riippuu epälineaarisesti voimalaitoksen putouskorkeudesta h ja virtaamasta sekä laitoksessa tapahtuvista energiahäviöistä, joihin vaikuttavat virtausvastus, turbiinien ja sähköjärjestelmien hyötysuhteet sekä veden ulostulon häviöt. Häviöiden kautta menetetään yhteensä noin 12–14 % potentiaalienergiasta. Turbiinit on suunniteltu tietylle nimellisvirtaamalle, jolla saavutetaan paras sähköntuotanto. [14, ss. 14–15.]

Voimalan hyötysuhde η kertoo tuotantokertoimen arvon suhteessa laitoksen suurimpaan mahdolliseen tuotantokertoimeen yhtälön

$$\eta(Q, h) = \frac{\xi(Q, h)}{\xi_{\max}} \quad (2.6)$$

mukaisesti. Suurin tuotantokertoimen arvo

$$\xi_{\max} = \max_{Q, h} \xi \quad (2.7)$$

kertoo laitoksen tehokkaimman toimintapisteen. [5, s. 51.]

Vesivoiman käyttöä voidaan pitää muuttuvilta kustannuksiltaan lähes merkityksettömänä verrattuna lämpövoimalaitosten sähköntuotantoon. Tärkein kysymys säännösteltävän vesivoiman käytössä onkin vesivarastojen käytön oikea ajoittaminen. Suunnittelussa on otettava huomioon sähkön hinnan muutokset. Kun markkinahinta on alhainen ja sen ennustetaan nousevan, on vesivoimatuottajalle yleensä edullisempaa säästää vettä tulevaa varten, jos säännöstelyalaisiin vielä mahtuu vettä. Myös altaiden tila tarkastelujakson, esimerkiksi yhden vuoden, lopussa pitää huomioida, koska se vaikuttaa seuraavalla jaksolla käytettävissä olevaan vesimäärään, ja siitä saataviin tuloihin. [5, s. 57; 15, s. 3.] Vesivoiman käynnistyskustannukset voidaan myös olettaa merkityksettömiksi.

Säännöstelypadon operointiin vaikuttavat monet seikat. Patoaltaan koko asettaa rajoitteen varastoitavan veden määrälle, ja toisaalta ympäristönäkökulmat saattavat rajoittaa vedenpinnan alinta tasoa sekä päästettävän veden määrää aikayksikös-

sä. Asennettu turbiinikapasiteetti rajoittaa suurinta mahdollista tehoa, jolla vesivoimaa voidaan tuottaa. Jos allas täyttyy, eikä tehoa voida kasvattaa, pitää osa vedestä juoksuttaa ohi turbiininen ilman tuottoa. Toisaalta altaan tyhjentyminen kokonaan johtaa tilanteeseen, jossa vesivoimakapasiteetti on täysin poissa käytöstä. Altaan täyttöaste vaikuttaa myös putouskorkeuteen, mikä muuttaa voimalan hyötysuhdetta. Hyötysuhde onkin altaan täyttöasteen epälineaarinen funktio. [5, ss. 48–50.]

Vesivoiman tuotantoa rajoittaa pitkällä aikavälillä myös altaisiin tuleva vesivirtaama. Tähän vaikuttaa ennen kaikkea sadanta, mikä tekee sisäänvirtaamasta stokastisen muuttujan. Stokastiseksi prosessiksi kutsutaan ilmiötä, joka saa satunnaisia arvoja tietyllä todennäköisyysjakaumalla [16, s. 221]. Sisäänvirtaamaan vaikuttaa myös altaaseen nähden ylävirtaan olevien muiden altaiden käyttö, eli jokisysteemi muodostaa aina kokonaisuuden [15, s. 46]. Pohjoismaissa pääosa vuoden tulovirtaamasta sijoittuu kevätkuukausille sulamisaikaan. Talvella virtaamat ovat pieniä, sillä suurin osa sadannasta tapahtuu lumena ja osa vedestä jäätyy. Loppuvuoden virtaamat riippuvat sateisuudesta ja vaihtelevat vuosittain paljon. [17.]

2.4 Tuulivoima

Tuulivoiman tuotanto perustuu tuulen liike-energian hyödyntämiseen tuuliturbiineissa. Turbiini pyörittää generaattoria, joka muuttaa liike-energian sähköksi. Tuulen teho on verrannollinen sen nopeuden v kolmanteen potenssiin yhtälön

$$P_w = \frac{\rho}{2} A v^3 \quad (2.8)$$

mukaisesti. Alan A läpäisevä teho P_w riippuu myös ilman tiheydestä ρ . Käytännön tuulivoimasovelluksissa hyödynnettävä mekaaninen teho saadaan tehokertoimen c_p avulla, jolloin

$$P = c_p P_w. \quad (2.9)$$

Tehokertoimet ovat nykyään luokkaa 0,4...0,5. [18, ss. 11–12.]

Tuulienergian saatavuus on erittäin paikka- ja aikariipuvaista, joten voimaloiden oikea sijoitus sekä luotettavat tuuliennusteet ovat tärkeitä tietoja suunnittelu- ja rakennusvaiheessa. Yksittäisen voimalan tuottama teho vaihtelee huomattavasti ajan funktiona, sillä se on verrannollinen tuulen nopeuden kolmanteen potenssiin. Usean voimalan yhteisvaikutus kuitenkin tasaa vaihtelua. Vuonna 2001 tuulivoiman osuus oli vain noin 1 % pohjoismaiden sähköntuotannosta, mutta vuonna 2008 jo 3 % [19], joten sen osuus on kasvussa. Luvussa 4 käydään läpi tuulienergian laajamittaisen hyödyntämisen haasteita energiajärjestelmässä.

3. ENERGIAJÄRJESTELMÄN MALLINNUS

Energiajärjestelmän mallinnuksella voidaan tutkia sen toimintaa erilaisten matemaattisten ja tilastollisten menetelmien avulla. Mallinnuksen ala on laaja, sillä tarkastelu voidaan ulottaa moniin erilaisiin aika- ja tilamittakaavoihin. Mitä kulloinkin ymmärretään energiajärjestelmällä, vaihtelee yksinkertaisista lämmitysverkoista kokonaiseen talousjärjestelmiin. Yhteisenä nimittäjänä on yleensä matemaattinen esitys, jonka luonne voi kuitenkin olla joko kuvaileva (simulointi) tai normatiivinen eli ehdollistettu (optimointi). [20, s. 16.]

Mallintamalla voidaan analysoida energiajärjestelmän toimintaa. Hyvä malli kuvaa monimutkaisen järjestelmän yksinkertaisempaan muotoon, joka kuitenkin edustaa alkuperäistä riittävällä tarkkuudella. Mallin avulla voidaan myös oppia järjestelmän toiminnasta, mitä voidaan käyttää avuksi päätöksenteossa. Sähköjärjestelmän toimintaa mallintamalla voidaan myös tutkia erilaisten tekijöiden vaikutusta ja tehdä herkkyysanalyyskejä. Tavoite voi olla esimerkiksi sähkön markkinahinnan todennäköisen kehityksen ennustaminen tarkasti. [20, s. 17.]

Eräs tapa luokitella energiajärjestelmää kuvaavia teknistaloudellisia malleja on jako analyyttisiin (*bottom-up*) ja kokoaviin (*top-down*) malleihin. Analyyttinen malli kuvaa järjestelmän toimintaa teknologialähtöisesti. Energian kysyntä annetaan mallille ulkoisena muuttujana tai esimerkiksi hinnan funktiona. Jälkimmäisessä tapauksessa analyyttistä mallia voidaan pitää osittaisena tasapainomallina, koska energian kysyntä ja tarjonta asettuu taloudelliseen tasapainoon. Energian kysyntä täytetään hyödyntäen erilaisista tuotanto- ja jakeluteknologioista muodostuvia ketjuja, jotka ovat tavallisesti yksityiskohtaisesti määritellyt.

Kokoava malli puolestaan pyrkii kuvaamaan kokonaisen talousjärjestelmän toimintaa sekä työn, pääoman ja luonnonvarojen välisiä suhteita. Energian kysyntä on kokoavassa mallissa siten mallin sisäinen muuttuja. Niillä voidaan tutkia tarkemmin taloudellista kehitystä, mutta teknologian kuvaaminen on kokoavissa malleissa yleensä pelkistetympää. [20, ss. 18–19.]

Malleja voidaan lisäksi luokitella aikaperspektiivin mukaan. Pitkän aikavälin malleilla tarkastellaan järjestelmän kehitystä useiden vuosien aikana. Niiden avulla voidaan tutkia esimerkiksi tukien ja lainsäädännön vaikutusta järjestelmään tehtäviin investointeihin. Lyhyen aikavälin ajosuunnittelumalleilla (*scheduling model*) tutkitaan miten olemassa olevaa kapasiteettia on taloudellisinta käyttää, ja niillä opti-

moidaan voimaloiden valmiustilaan asettaminen (*unit commitment*) ja taloudellinen käyttö (*economic dispatch*).¹ Erittäin lyhyen aikavälin malleilla tarkastellaan sähköjärjestelmän käyttäytymistä erilaisissa vikatilanteissa. Näissä malleissa huomioidaan myös tehonsiirto verkossa (*load-flow*), mikä voidaan sisällyttää myös lyhyen aikavälin optimointiin. [13.]

Käytössä on useita erilaisia mallinnusohjelmistoja. Lähteissä 20 ja 22 on esitelty kattava kokoelma Pohjoismaissa käytössä olevia malleja. Tässä työssä tarkastellaan pohjoismaisen sähköjärjestelmän optimointia analyyttisellä mallilla, joka simuloi kohdassa 2.1 esiteltyjen markkinoiden toimintaa. Jatkossa mallinnus käsitetään matemaattisena optimointitehtävänä.

3.1 Sähköjärjestelmän optimointi

Sähköjärjestelmän käyttöä optimoitaessa pyritään kokonaiskustannusten minimointiin. Tämä tuottaa todellisuutta vastaavan lopputuloksen, jos markkinoiden oletetaan toimivan täydellisesti. [1; 13.] Tavallisesti markkinat ovat kuitenkin jossain määrin epätäydellisiä. Täydellisten markkinoiden tunnusmerkkejä ovat tuottajien välinen täydellinen kilpailu, jossa yhdelläkään ei ole määräävää asemaa, kaikki tuotteet ovat kuluttajien näkökulmasta identtisiä, sekä tuottajilla että kuluttajilla on täydelliset tiedot hintatasosta ja tarjonnasta eivätkä kapasiteetti ja siirtoyhteydet rajoita sähkön tuotantoa ja jakelua. [1, ss. 56–57.] Käytännön optimointimalli voitaisiin muotoilla esimerkiksi seuraavasti [5, s. 88]:

$$\begin{aligned} \text{minimoi} \quad & \text{tuotannon kustannukset} \\ & + \text{sakko kulutuksen rajoittamisesta} \end{aligned} \tag{3.1}$$

$$\begin{aligned} \text{toteuttaen} \quad & \text{kulutus alueittain} \\ & (\text{tuotanto} + \text{tuonti} = \text{kulutus} - \text{kulutuksen rajoitus} + \text{vienti}), \\ & \text{tuotantorajoitteet, siirtoyhteyksien rajoitteet.} \end{aligned} \tag{3.2}$$

Funktiota (3.1) kutsutaan tehtävän kohdefunktioksi (*objective function*). Kustannukset ovat riippuvaisia useista eri tekijöistä, joista osa on vakioita ja osa muuttujia. Muuttujia, joiden arvoa voidaan mallia ratkaistaessa säädellä, kutsutaan optimointimuuttujiksi (*optimisation variables*). [5, s. 157.] Rajoitteet (3.2) määräytyvät teknisestä voimalaitoskapasiteetista ja hyötysuhteesta sekä esimerkiksi päästörajoituksista. Ilman sakkomaksua kulutuksen rajoittamisesta ongelmalla on triviaali ratkaisu $\text{kulutus} = \text{tuotannon rajoitus}$, ja kaikki muut muuttujat saavat arvon nolla. Sakkomaksu ei välttämättä perustu todellisiin kustannuksiin, vaan se voidaan asettaa tarkoituksella korkeammaksi kuin kallein tuotantokapasiteetti, jos sitä halutaan

¹ Suomentokset kirjoittajan omat. Apuna käytetty lähde 21.

käyttää viimeisenä vaihtoehtona. [5, ss. 86–89.] Toisaalta kulutuksen joustoa alas-
päin käytetään myös järjestelmän säätöön.

Ratkaisemalla yllä oleva malli useana perättäisenä ajanhetkenä voidaan tutkia
sähköjärjestelmän toimintaa esimerkiksi vuoden aikana. Peräkkäiset ratkaisut vai-
kuttavat toisiinsa, sillä edellisen ratkaisun tulos antaa seuraavan ongelman alkuar-
vot. Ratkaisuiden välille määritellään tietty aika-askel.

3.2 Lineaarinen ohjelmointi

Lineaarinen ohjelmointitehtävä (*Linear Programming*, LP) on matemaattisen op-
timointitehtävän erityistapaus. Tällaisessa tapauksessa kohdefunktio sekä tehtävää
rajoittavat ehdot ovat lineaarisia funktioita. Lineaarinen ohjelmointitehtävä voidaan
esittää muodossa

$$\text{minimoi} \quad c_1x_1 + c_2x_2 + \cdots + c_Mx_M \quad (3.3)$$

$$\begin{aligned} \text{siten että} \quad & a_{1,1}x_1 + a_{1,2}x_2 + \cdots + a_{1,M}x_M = b_1, \\ & a_{2,1}x_1 + a_{2,2}x_2 + \cdots + a_{2,M}x_M = b_2, \\ & \dots \\ & a_{N,1}x_1 + a_{N,2}x_2 + \cdots + a_{N,M}x_M = b_N, \\ & x_i \geq 0, i = 1, 2, \dots, M. \end{aligned} \quad (3.4)$$

Tämä voidaan esittää tiiviimmin hyödyntäen matriisilaskentaa:

$$\min (\mathbf{c}^T \mathbf{x}) \quad (3.5)$$

$$\begin{aligned} \text{s.e.} \quad & \mathbf{A}\mathbf{x} = \mathbf{b}, \\ & x_i \geq 0, \end{aligned} \quad (3.6)$$

jossa

$$\mathbf{c} = [c_1, \dots, c_M]^T, \mathbf{x} = [x_1, \dots, x_M]^T, \mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_{1,1} & \dots & a_{1,M} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{N,1} & \dots & a_{N,M} \end{bmatrix} \text{ ja } \mathbf{b} = [b_1, \dots, b_N]^T.$$

Yllä oleva on normaalimuoto lineaarisesta optimointitehtävästä, jossa on M op-
timointimuuttujaa ja N rajoittavaa ehtoa. Lineaarisia ohjelmointitehtäviä varten
on olemassa useita kaupallisia ratkaisutyökaluja, mikä tekee niiden ratkaisemisesta
helppoa, vaikka muuttujia olisi useita kymmeniä tuhansia. [5, s. 158.]

Ongelman erään ratkaisun $\mathbf{x} = [x_1, \dots, x_M]^T$ sanotaan olevan mahdollinen (*fea-
sible*), jos se toteuttaa kaikki annetut rajoitteet. Ratkaisu on lisäksi optimaalinen,
jos se saavuttaa halutun minimin. Rajoitteista saattaa myös seurata, että ongelma

on mahdoton ratkaista eli epäkelpo (*infeasible*). [23, ss. 7–8.] Perustilanteessa kaikki lineaarisen ohjelmointitehtävän muuttujat voivat saada mitä tahansa arvoja, kunhan tehtävän rajoitteet toteutuvat. Tehtävää, jossa osa muuttujista voi saada vain kokonaislukuarvoja, kutsutaan MIP-tehtäväksi (*Mixed Integer Programming*, myös MILP). [5, s. 169.]

Vertaamalla yhtälöitä (3.1) ja (3.2) yhtälöihin (3.3) ja (3.4) huomataan, että sähkömarkkinamalli voidaan muotoilla ja ratkaista lineaarisen ohjelmoinnin keinoin. Ongelman tuntemattomia muuttujia ovat esimerkiksi eri tuotantolaitosten tuotantomäärät ja tunnettuja tekijöitä hyötysuhteet, polttoainekustannukset ja kulutus. Epälineaarisia funktioita, esimerkiksi lämpövoimalaitoksen polttoaineen kulutus ja vesivoimalaitoksen putouskorkeuden vaikutus, pitää approksimoida lineaarisilla tai paloittain lineaarisilla funktioilla. Käytännössä putouskorkeuden muutos on usein jätetty huomiotta [5, s. 49; 15, s. 4].

3.3 Dynaaminen ohjelmointi

Matemaattisen optimoinnin kannalta dynaaminen ohjelmointi (*Dynamic Programming*, DP) tarkastelee ajassa muuttuvia järjestelmiä ja niiden optimointia. Tarkastellaan järjestelmää, jonka tilaa ajanhetkellä k kuvaa muuttuja x_k . Tilan arvo saadaan yhtälöstä

$$x_{k+1} = f_k(x_k, u_k, v_k), \quad k = 0, 1, \dots, N-1, \quad (3.7)$$

jossa u_k on hetkellä k toteutettava kontrollimuuttuja ja v_k satunnainen häiriö. Muuttujat x_k , u_k ja v_k voivat olla joko skalaareja tai vektoreita. Valittu kontrollimuuttujan arvo riippuu järjestelmän tilasta, ja häiriö v_k noudattaa tiettyä todennäköisyysjakaumaa. Kontrollimuuttujien sarjaa $u = \{u_0, u_1, \dots, u_{N-1}\}$ kutsutaan järjestelmän ohjaukseksi. Tehtävänä on löytää ohjaus, joka minimoi kustannusfunktion

$$J(x_0) = \mathop{\mathbb{E}}_{v_k, k=0,1,\dots,N-1} \left[g_N(x_N) + \sum_{k=0}^{N-1} g_k(x_k, u_k, v_k) \right], \quad (3.8)$$

jota rajoittaa järjestelmän dynaaminen yhtälö

$$x_{k+1} = f_k(x_k, u_k, v_k), \quad k = 0, 1, \dots, N-1. \quad (3.9)$$

Operaattori \mathbb{E} viittaa kustannusten odotusarvoon, joka lasketaan yli häiriön v_k kaikkien mahdollisten arvojen.² Funktio $g_k(x_k, u_k, v_k)$ kertoo järjestelmän kustannuksen

² Satunnaismuuttujan X odotusarvo saadaan kaavasta $\mathbb{E}[X] = \int_{-\infty}^{+\infty} x f_X(x) dx$, jossa $f_X(x)$ on muuttujan X tiheysfunktio. Diskreetin muuttujan tapauksessa tiheysfunktio kertoo muuttujan todennäköisyyden saada arvo x .

hetkellä k ja funktio g_N järjestelmän kustannuksen hetkellä N . Tämä on dynaamisen ohjelmoinnin perustehtävä. [24, ss. 39–40; 25, s. 8]

Bellmanin optimaalisuusperiaatteen (*principle of optimality*) mukaan optimaalisella prosessilla on ominaisuus, että riippumatta prosessin alkutilasta ja edeltäneistä päätöksistä prosessi on optimaalinen jäljelle jäävässä ongelmassa, joka syntyy ensimmäisen päätöksen seurauksena [24, s. 48; 26, katso 25, s. 10]. Dynaaminen optimointitehtävä (3.8) voidaan siten hajoittaa pienemmiksi osatehtäviksi, jotka ratkaistaan takaperin ajanhetkestä $N - 1$ hetkeen 0 [24, s. 47 ja 50]. Dynaamisen ohjelmoinnin haasteena on ratkaisualgoritmin vaatima suuri laskentateho. Tämä rajoittaa käytännön tehtävissä tila- ja kontrollimuuttujien dimensioiden määrää. Lisäksi muuttujien arvot pitää diskretisoida sopivalla tarkkuudella. [24, ss. 179–180.] Dynaamista optimointitehtävää, jossa on mukana stokastinen satunnaismuuttuja kutsutaan stokastiseksi dynaamiseksi ohjelmointitehtäväksi (engl. *stochastic dynamic programming*, SDP) [27, s. 1; 25].

3.4 Vesivoiman käytön optimointi

Toisin kuin polttoaineisiin perustuva sähköntuotanto, säännösteltävän vesivoiman käytön optimointi on ajallisesti kytkeytynyt, eli hetkelliset ratkaisut vaikuttavat tilanteeseen tulevaisuudessa. Lisäksi vesivoimatuotanto on energiarajoitteista, eli vuotuinen kokonaistulovirtaama määrittää käytettävissä olevan tuotannon. Lämpövoimalaitosten kokonaisenergia eli käytännössä polttoaineen määrä on harvoin rajoitettu. Vesivoiman arvoa ei myöskään voida suoraan määrittää, vaan se määräytyy vaihtoehtoisen (kalliimman) lämpövoimatuotannon mukaan. Lisäksi ongelma on satunnaisista tulovirtaamista johtuen stokastinen sekä altaita yhdistävistä jokijärjestelmistä riippuen erittäin kompleksinen. [28.]

Suorassa stokastisessa tarkastelussa satunnaismuuttujia kuten tulovirtaama käsitellään todennäköisyysjakauman kautta. Vesivoimajärjestelmän optimointitehtävä voidaan esittää muodossa

$$\min_{\mathbf{H}} \mathbb{E}_{\mathbf{v}} \left[\sum_{t=1}^T f_t(\mathbf{x}_t, \mathbf{H}_t, \mathbf{v}_t) - \varphi_{T+1}(x_{T+1}) \right], \quad (3.10)$$

jossa \mathbf{H}_t on n -ulottuvuudellinen kontrollivektori (tuotanto n :stä altaasta), \mathbf{x}_t vastaava tilavektori (altaiden tasot). Tehtävässä huomioidaan virtaaman \mathbf{v}_t kaikki mahdolliset arvot todennäköisyyksineen. Kaikkia muuttujia käsitellään energiayksiköissä käyttäen tuotantoekvivalentteja. Funktio f_t on tehtävän tavoitefunktio (kustannukset), ja termi $\varphi_{T+1}(x_{T+1})$ edustaa kustannuksia tehtävän aikahorisontin T jälkeen. Tehtävä on luonteeltaan dynaaminen, sillä päätökset hetkellä t vaikuttavat tuleviin askeliin $t + 1, t + 2, \dots, T$. Käytetty aika-askel voi olla pituudeltaan tunnista

kuukausiin riippuen ongelman luonteesta. Kohdefunktion valinta riippuu siitä, mitä halutaan optimoida. Yleisimmin tehtävä on voittojen maksimointi tai kustannusten minimointi, mutta mukaan voidaan ottaa myös esimerkiksi ympäristönäkökulmia sopivien muuttujien muodossa. Stokastinen optimointitehtävä voidaan ratkaista käyttäen lineaarista tai dynaamista ohjelmointia, stokastista kontrolliteoriaa tai monitavoiteoptimointia. [29, ss. 101–104.]

Yllä olevaa tehtävää rajoittaa vesialtaiden dynaaminen yhtälö

$$\mathbf{x}_{t+1} = \mathbf{x}_t + C\mathbf{H}_t + \mathbf{v}_t - \mathbf{s}_t, \quad t = 1, \dots, T, \quad (3.11)$$

jossa \mathbf{v}_t ja \mathbf{s}_t ovat tulovirtaama- ja ohijuoksutusvektorit. Matriisi C edustaa altaita yhdistävää jokijärjestelmää, ja kontrollivektorin \mathbf{H}_t kertominen sillä kuvaa veden virtausta yhdestä altaasta toisiin. Altaiden tasoille on määritelty ylä- ja alarajat

$$\underline{\mathbf{x}}_t \leq \mathbf{x}_t \leq \overline{\mathbf{x}}_t, \quad t = 1, \dots, T, \quad (3.12)$$

samoin tuotannolle, joka vaikuttaa altaasta laskettavan veden määrään,

$$\underline{\mathbf{H}}_t \leq \mathbf{H}_t \leq \overline{\mathbf{H}}_t, \quad t = 1, \dots, T. \quad (3.13)$$

Rajoitteiden perusta on hydrologinen, ympäristönäkökulmiin perustuva tai altaiden mahdollinen virkistyskäyttö. [29, ss. 95–96.]

Pelkkä deterministinen tarkastelu ilman virtaamien ja kysynnän vaihtelun satunnaisuuden huomioimista johtaa kustannusten ja ohijuoksutuksen riskin aliarvioimiseen, kun virtaamien ääri vaihtelut jätetään huomioimatta. [30, s. 648.] Järjestelmissä, joissa allaskapasiteetti on pieni, deterministinen ratkaisu on erityisen huono [31, ks. 30, s. 648].

3.4.1 Vesiarvomenetelmä

Vesiarvomenetelmää käytetään optimointiin järjestelmässä, jossa on sekä vesivoimaa että lämpövoimalaitoksia. Menetelmä on stokastisen dynaamisen ohjelmoinnin sovellutus. [32, s. 8.] Vesiarvomenetelmän matemaattista perustaa kuvataan muun muassa lähteissä 33 ja 34.

Kustannusten minimoimiseksi täytyy kullekin hankintalähteelle määrittää hinta. Lämpövoimakapasiteetin tapauksessa kustannusten määrittely on helppoa. Viennin ja tuonnin kustannukset pitää arvioida kohdealueen mukaan, mikäli mahdollista. Pääongelma on siten vesivoimatuotannon optimointi suhteessa muiden resurssien käyttöön minimoiden samalla kustannukset.

Koko vuoden muuttuvat kustannukset voidaan ilmaista kaavalla

$$K_{\text{TOT}} = \sum_{t=1}^{52} K_t(d, H, v, x) - \varphi(x_{52}), \quad (3.14)$$

jossa

d	sähkön kysyntä
H	vesivoimatuotanto
v	virtaama
x	vesivaraston taso
t	viikko
$K_t(d, H, v, x)$	kustannukset viikolla t
$\varphi(x_{52})$	varastoissa olevan veden arvo vuoden lopussa

Tätä voidaan soveltaa myös muihin aikamittakaavoihin, jolloin t voi olla tunteja tai vuosia.

Optimointitehtävä voidaan nyt muotoilla seuraavasti:

$$\min_{H(t)} \mathbb{E}_v[K_{\text{TOT}}]. \quad (3.15)$$

Tavoitteena on siis löytää $\{H_1, H_2, \dots, H_{52}\}$, joka minimoi tuotantokustannusten odotusarvon. [32, s. 10–11.]

Tehtävä voidaan ratkaista dynaamisen ohjelmoinnin avulla heti, kun veden arvo optimointijakson lopussa $\varphi(x_{52})$ tiedetään. Todellisuudessa vesialtaiden optimointitehtävällä on ääretön tai tuntematon horisontti, joten äärellisessä muodossa olevassa tehtävässä vedelle on annettava jokin loppuarvo. Muutoin optimaalinen ratkaisu olisi käyttää kaikki vesi säästämättä sitä tuleville vuosille. Jäännösarvo voidaan arvioida ja antaa lähtötietona tai sen laskemiseen voidaan käyttää pidemmän aikavälin malleja. Eräs tapa, jolla veden loppuarvoa voidaan arvioida, on toistaa viimeisen jakson optimointia kunnes valitulla arvolla ei enää ole vaikutusta vedenkäyttöön. [35.]

Varastossa olevaa vettä voidaan käyttää korvaamaan kalliimpia lämpövoimalaitoksia, joten sille voidaan määrittää tietty arvo. Järjestelmässä, jossa on sekä vesivoimaa että lämpövoimalaitoksia, on veden marginaaliarvo eli vesiarvo (*water value*) järjestelmän kokonaiskustannusten muutos, kun käytettävissä on yksi yksikkö enemmän vettä. Vesiarvo riippuu käytettävissä olevasta vesimäärästä, koska vesivoimalla korvataan aina kalleinta mahdollista termistä kapasiteettia. Mitä enemmän vettä on käytössä sitä enemmän muuta tuotantoa voidaan korvata vesivoimalla, ja kokonaiskustannukset pienenevät. Vesiarvo on tällöin sama kuin viimeisen korvattavan termisen kapasiteetin marginaalikustannus. [5, s. 114.] Vesiarvo w altaassa r voidaan nyt määritellä itseisarvona kokonaiskustannusten derivaatasta altaan täyttöasteen

suhteen eli

$$w_r(t, x_r) = \left| \frac{\partial K_{\text{TOT}}(t)}{\partial x_r} \right|, \quad (3.16)$$

jossa $K_{\text{TOT}}(t)$ on loppuvuoden kokonaiskustannusten odotusarvo hetkellä t [32, s. 11]. Ratkaistut vesiarvot annetaan useimmiten syötteenä lyhyemmän aikamittakaavan mallille, joka hyödyntää niitä vesialtaiden optimaaliseen käyttöön. Vesiarvoa käytetään kuvaamaan vesivoiman marginaalikustannuksia tai veden arvoa mallin aikahorisontin lopussa.

Monissa käytännön sähkömarkkinamalleissa todelliset varastoaltaat on aggregoitu yhdeksi suureksi altaaksi laskennan yksinkertaistamiseksi, katso esimerkiksi [36; 37]. Dynaamisen ohjelmoinnin algoritmin ongelmana on, että dimensioiden lisääminen kasvattaa laskenta-aikaa eksponentiaalisesti. Tämä johtaa mallin kannalta yhteen vesiarvofunktioon koko järjestelmässä. Käytännössä mallien allastasot saavat diskreettejä arvoja, jolloin derivaatta korvataan erotusosamäärällä. Todellisuudessa jokaisen varastoaltaan vedelle pätee oma, sen täyttöasteesta riippuva jatkuva vesiarvofunktio.

Vesivoimapainotteisessa järjestelmässä määrää vesivoiman saatavuus järjestelmän tilan. Edullisella vesivoimalla pyritään korvaamaan mahdollisimman paljon termistä tuotantoa vesialtaiden ja käytettävissä olevan turbiinikapasiteetin asettamissa rajoissa. Vesiarvo määrää paljonko vesivoiman tuottaja voi saada tuottoa myymästään sähköstä [37, s. 4.]. Vesivoiman käytön optimoimiseksi vesiarvofunktio pitäisi tuntea etukäteen, mikä aiheuttaa kuitenkin ongelman: vasta optimaalinen ratkaisu antaa järjestelmän marginaalihinnan tai kokonaiskustannuksen, joista voidaan määrittää vesiarvo. Vesiarvolaskentaan voidaan käyttää erillistä, rajusti yksinkertaistettua mallia, joka ratkaisee järjestelmän optimitilan nopeammin. Apumallin laskemaa vesiarvofunktiota voidaan tämän jälkeen käyttää varsinaisen mallin ratkaisussa.

Vesiarvomenetelmää on käytetty laajalti käytännön optimointiin esimerkiksi Brasilian mittavassa vesivoimajärjestelmässä [28] sekä Pohjoismaissa. Vesiarvomenetelmää käytetään esimerkiksi VTT:n kehittämässä Markkinahintamallissa (ks. kohta 5.3) ja Norjalaisen SINTEF-tutkimusinstituutin EMPS-mallissa (*EFI's Multi-Area Powermarket Simulator*)³. Molemmat hyödyntävät stokastista dynaamista ohjelmointia, jossa tulovirtaamat ovat stokastisia satunnaismuuttujia. [38; 39.] Myös WILMAR-projektin vesivoimakomponentti Long Term Model (ks. kohta 5.2) käyttää vesiarvomenetelmää [36].

³ EFI (*Elektrisitettsforsyningens Forskningsinstitut*) on osa nykyistä SINTEF Energi AS:ia.

4. TUULIVOIMAN LISÄÄMISEN HAASTEITA

Tuulen sääriippuvuus aiheuttaa tuulivoimatuotannossa suuria vaihteluita, jos tarkastellaan yhtä voimalaa tai voimaloita pienellä alueella. Sähkömarkkina-alueiden mittakaavassa tuulivoiman vaihtelut tasaantuvat kuitenkin jo huomattavasti [40, s. 16.] Vaikea ennustettavuus lisää säätökapasiteetin käyttöä, mikä aiheuttaa kustannuksia. Mittava, marginaalikustannuksiltaan halpa tuulivoimatuotanto vaikuttaa sähkömarkkinoihin ja lisää hintojen epävakautta. [41, s. 7.]

Tuulivoiman integraatiokustannukset syntyvät muuhun sähköjärjestelmään tehtävistä investoinneista ja järjestelmän muuttuneesta operoinnista. Näitä ovat muun muassa verkon vahvistamisesta sekä voimalaitosten lisääntyneistä käynnistyksistä ja osatehokäytöstä aiheutuvia kustannuksia. Samanaikaisesti tuulivoima korvaa polttoaineilla tuotettua sähköä ja pienentää järjestelmän käyttökustannuksia. Pidemmällä aikavälillä tuulivoimatuotanto muuttaa järjestelmään tehtäviä voimalaitosinvestointeja ja korvaa jonkin verran muuta kapasiteettia. [42.] Integroitikustannukset tulee suhteuttaa tuulivoiman tuotantokustannuksiin sekä muiden vastaavien tuotantomuotojen tuotanto- ja integroitikustannuksiin [43, s. 3].

4.1 Tuulen käyttäytyminen ja ennustettavuus

Keski- ja Pohjois-Euroopassa on havaittavissa selvä tuulivoiman kausivaihtelu. Talvisin saadaan enemmän tuulienergiaa, esimerkiksi Pohjoismaissa 60–70 % vuotuisesta tuotannosta tapahtuu kuuden talvikuukauden aikana. Samoin tuotantoteho talvikuukausien aikana on 110–140 % vuoden keskiarvosta. [40, s. 22.]

Tuulen teho vaihtelee myös päivittäisellä tasolla. Pohjoisessa Euroopassa erityisesti kesäaikaan aamuisin on todennäköisemmin tuulista, mutta iltaa kohden tyyntenevää. Aivan pohjoisessa ei tuulisuus juurikaan vaihtelee päivän mittaan. Eritäin laajaa aluetta tarkasteltaessa auringon vaikutus on merkittävä, sillä se lämmitää itäisiä alueita aikaisemmin. [40, ss. 24–25.] Vuorokautiseen vaihteluun vaikuttaa myös maa- ja merituulen vaihtelu [13].

Sähköjärjestelmän käytön kannalta oleellisimpia ovat vuorokauden ja sitä lyhyempien aikajaksojen sisällä tapahtuvat vaihtelut. Kaikkein nopeimmat tuulen nopeuden vaihtelut tasoittuvat pyörivän turbiinin inertian ansiosta. Laajat, useiden voimaloiden tuulipuistot puolestaan tasoittavat pääosan alle minuutin pituisista puuskista. [40, ss. 30–36.]

Sähkömarkkinoiden näkökulmasta tuulivoimatuotanto pitäisi ennustaa seuraavan vuorokauden markkinoilla 36 tunnin päähän. Tätäkin pidemmälle ulottuvista ennusteista on hyötyä, mutta niiden luotettavuus kärsii jo huomattavasti. Mitä laajemmalla alueella tuulivoimaa tuotetaan, sitä enemmän ennusvirheet kumoavat toisiaan samoin kuin kulutusennusteissa. Tarkan ennusteen avulla termisen tuotannon käyttö voidaan optimoida ottamalla huomioon hitaat käynnistys- ja alasajoajat etukäteen. Koska tuulen hyödynnettävissä oleva teho riippuu voimakkaasti sen nopeudesta (yhtälö 2.8), tarvitaan tuulivoimatuotannon ennustamiseen tarkempaa tietoa kuin sääennusteissa. [40, ss. 36–37.]

4.2 Tuulivoiman vaikutuksia sähköjärjestelmään

Tuulivoiman lisäyksellä on selviä taloudellisia vaikutuksia sekä seuraavan vuorokauden että vuorokauden sisäisillä markkinoilla. Säädön kokonaiskustannukset kasvavat, koska säätövoimaa tarvitaan yhä enemmän. [41, s. 7.]

Muiden voimalaitosten on kyettävä tasaamaan tuulivoiman ja kulutuksen yhteenlaskettu tehovaihtelu sekä ylös että alaspäin. Kuitenkin esimerkiksi Tanskassa, jossa tuulivoimalla tuotetaan 20 % vuotuisesta sähköntarpeesta, on tuuli suurin epätasapainoa järjestelmässä aiheuttava tekijä [44]. Tuulivoimatuotantoa voidaan ennustaa, joten käyttöreserviä ei tarvitse mitoittaa koko tuulivoimakapasiteetin mukaan. Suuria haasteita asettaa kuitenkin edelleen seuraavien 1–6 tunnin aikana tapahtuva vaihtelu [43, s. 4]. Suuri tuulivoimakapasiteetti lisää erityisesti tertiäärin reservin tarvetta ja asettaa samalla vaatimuksia sen suorituskyvylle [41, s. 7]. Reservitarve myös kasvaa mitä harvemmin tuuliennusteita päivitetään [45, s. 43]. Kasvanut reservitarve ei kuitenkaan välttämättä tarkoita uusia investointeja, sillä terminen kapasiteetti, jota tuulivoima korvaa, voi toimia reservinä. Tärkeämpää on olemassa olevan kapasiteetin kustannustehokas käyttö. Huomioitavia muuttujia ovat käynnistysajat ja -kustannukset sekä tehonmuutosnopeudet. [43, ss. 5–6.]

Vesivoimapainotteisessa energiajärjestelmässä tuulivoimakapasiteetin lisäämisen kustannukset ovat alhaisemmat, sillä vesivoimaa voidaan käyttää tehokkaasti säätöön, johtuen hyvästä hyötysuhteesta osakuormilla ja mitättömistä käynnistyskuluista. Järjestelmässä, jossa on pääasiassa termistä tuotantoa, tuulivoiman lisäämisen kustannukset ovat korkeammat. [46, ss. 81–82.] Motivaatio käytettävissä olevan vesivoiman laadukkaaseen mallinnukseen lisättäessä järjestelmään tuulivoimaa on siis olemassa. Tuotantorakenteen muuttuessa ei voida turvautua perinteiseen tapaan käyttää vesivoimaa, vaan säännösteltävän vesivoiman käyttö on optimoitava uudella tavalla.

5. MALLITYÖKALUT

5.1 WILMAR

WILMAR (*Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets*) oli Euroopan Unionin tukema tutkimushanke vuosina 2002–2005. Tutkimuskohteena olivat kohdassa 4.2 mainitut taloudelliset ja tekniset vaikutukset sähköjärjestelmässä lisättäessä suuria määriä tuulivoimaa. Projektin tavoitteena oli tutkia näitä ongelmia ja luoda mallinnustyökalu, jolla voitaisiin tarkastella erilaisia vaihtoehtoja päätöksenteon pohjaksi. Projektin koordinaattorina toimi tanskalainen Risø-tutkimuskeskus, ja Suomesta tutkimukseen osallistui VTT. [40, ss. 5–7; 47.]

Yksi projektin tuloksista oli Wilmar Plannig Tool, joka käsittää useampia apumalleja ja tietokantoja. Sen tärkeimmät osat ovat yhdistetty sähkömarkkinamalli (*Joint Market Model*, JMM) ja skenaariopuutyökalu (*Scenario Tree Tool*, STT). JMM on rakenteeltaan analyttinen osittaistasapainomalli, eli se pyrkii saavuttamaan taloudellisen tasapainon sähkömarkkinoilla. [46, ss. 76–77; 48, s. 5; 49, s. 593.] JMM:n kehitystyötä on jatkettu varsinaisen projektin päättymisen jälkeen, ja tässä kuvataan mallin nykyisin VTT:llä käytettävä versio.

JMM on lyhyen aikavälin ajosuunnittelumalli, jonka tulos saadaan optimoimalla tuotantolaitosten valmiustila ja käyttö suhteessa sähkön ja lämmön kulutukseen sekä reservitarpeisiin. Optimi haetaan tunnin tarkkuudella, ja yleensä laskenta suoritetaan koko vuoden ajalle. Malli simuloi seuraavan päivän markkinoita sekä kuluvaan vuorokauden markkinoita ja säätösähkömarkkinoita, joiden aktiivisuus riippuu erityisesti tuulivoimaennusteiden paikkaansapitävyydestä, kun järjestelmässä on paljon tuulivoimaa. Myös kaukolämmön ja teollisuuden prosessilämmön kysyntä on huomioitu, koska yhdistetty sähkön- ja lämmöntuotanto vaikuttaa sähkön tarjontaan. Tuuli- ja kysyntäskenaariot mallin käyttöön luodaan STT:llä. Kukin skenaariopuun haara vastaa erilaista tuuli- ja kysyntäennustetta sekä niiden todennäköisyyttä toteutua. [48, s. 11; 49, s. 593.]

Skenaariopuusta johtuen JMM on stokastinen malli. Tavoitefunktio on järjestelmän kokonaiskustannusten odotusarvo koko optimointijaksolla, ja sen arvo pyritään minimoimaan. Tavoitefunktioon lasketaan mukaan skenaariopuun jokainen haara kerrottuna sen todennäköisyydellä. Tavoitefunktio sisältää voimalaitosten polttoaine-, käynnistys- ja päästökustannukset sekä operointi- ja huoltokustannukset. Vesivarastojen kokonaisarvo huomioidaan tavoitefunktiossa negatiivisena, ja se laske-

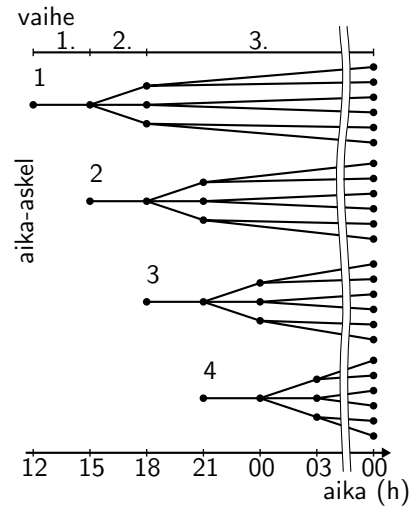
taan kertomalla varastoaltaiden tila senhetkisellä vesiarvolla. Kun vesialtaiden arvo lasketaan peräkkäisinä aika-askelina, huomioidaan arvon muutos, joka kuvaa vesivoiman käytöstä saavutettavaa hyötyä. Tämä yhdessä toteutuvan virtaaman ja voimalaitosten muuttuvien kustannusten kanssa määrää vesivoiman käytön. Malli hyödyntää MIP-laskentaa, jota edustaa laitoksen tilan kertova päätösmuuttuja. Muuttuja saa arvon 1, kun laitos on käynnistetty, ja 0 kun se on sammutettuna. Ta-voitefunktioita rajoittavat yksikön käynnistysaika; vähimmäisajat, jotka yksikkö voi olla päällä tai pois; tehonmuutostahti sekä minimi- ja maksimituotanto. Rajoitteita on asetettu edelleen perustuen sähköverkkoon ja sen häviöihin sekä reservitarpeeseen. Jos kulutusta ei kateta tai reservejä ei ole tarpeeksi, funktioon lisätään sakkoa. [49, s. 593 ja liite.]

Malli hyödyntää liukuvaa optimointia, mikä kuvaa markkinatilanteen muutosta ennusteiden tarkentuessa. Optimointijakson pituus on 36 tuntia: kello kahdestatoista puoleen yöhön seuraavana päivänä. Aika-askeleen pituus on kolme tuntia, jonka jälkeen tarkasteluun otetaan uusi skenaariopuu uusilla ennusteilla. Järjestelmä optimoidaan kahdeksan kertaa 24 tunnin aikana, minkä jälkeen alkaa uusi 36 tunnin jakso. Kello 12 tapahtuva ratkaisu edustaa seuraavan päivän markkinoilla tehtävää käyttösuunnitelmaa. Seuraavat seitsemän ratkaisua kuvaavat tuulivoima- ja kulu-tusennusteen tarkentuessa käytäviä kuluvan vuorokauden markkinoita sekä säätö-sähkömarkkinoita, joiden aikana tuotantoa voidaan edelleen muuttaa. [46, s. 77.]

Kullakin optimointikerralla ratkaistaan kolmivaiheinen optimointitehtävä. Ensimmäinen vaihe on deterministinen, eli tunnettu. Tämä kuvaa toteutunutta tuulivoi-matuotantoa ja kulutusta, ja on mallin toiminnan kannalta välttämätön, vaikka to-dellisuudessa ennusteet saattavat tässäkin vaiheessa muuttua. Stokastiset toinen ja kolmas vaihe käsittävät vastaavasti kolme ja kuusi vaihtoehtoista skenaariota. Toi-nen vaihe kestää seuraavat kolme tuntia ja kolmas loput jakson tunnit. Liukuva optimointi on esitetty kuvassa 5.1. Jokaisen vaiheen aikana on mahdollista muuttaa siihen kykenevien yksiköiden valmiustila- ja käyttösuunnitelmaa, kun tieto tulevasta kulutuksesta ja käytettävissä olevasta tuulivoimasta tarkentuu. [46, s. 77.]

5.1.1 Toteutus ja aluejako

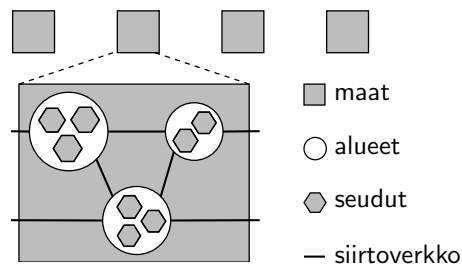
JMM on toteutettu matemaattisten tehtävien ratkaisuun tarkoitettulla GAMS-oh-jelmointikielellä (*General Algebraic Modeling System*), ja ratkaisimena käytetään CPLEX 9.0:aa [49, s. 593]. Työssä käytetty versio JMM:stä oli 1.19. Malli on jaet-tu maantieteellisesti siten, että jokainen maa on jaettu alueisiin (*regions*), jotka on jaettu edelleen seutuihin (*areas*) kuvan 5.2 mukaisesti. Alueiden välille on määritel-ty tietty nettosiirtokapasiteetti ja siirtohäviö, jolloin voidaan tarkastella mahdollisia pullonkaulatilanteita. Lämmönjakelu tapahtuu seuduittain. [48, ss. 11–12.] Realisti-



Kuva 5.1. Liukuvan optimoinnin neljä ensimmäistä aika-askelta. Skenaariopuun haarat kuvaavat erilaisia tuuli- ja kysyntävaihtoehtoja. [46]

sempaa tehonsiirtoa sähköverkossa (*power flow*) on mahdollista simuloida erillisellä komponentilla, ja näin varmistaa ettei verkon tekninen siirtokapasiteetti ylitä [50].

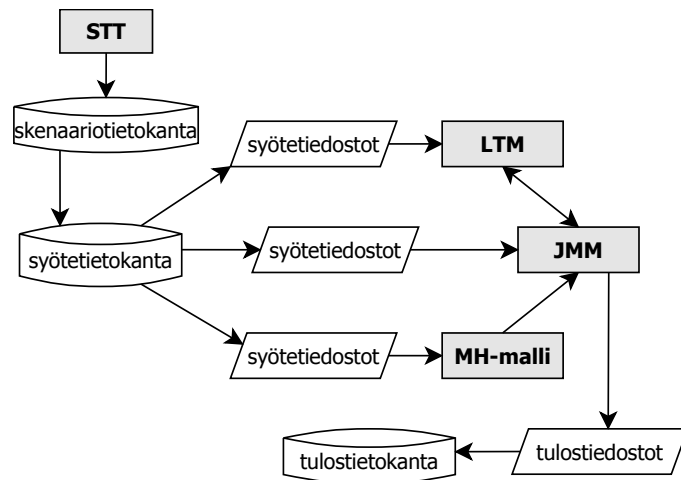
Vesialtaiden käytön optimointiin JMM:ssä on alunperin käytetty apuna Wilmar Long Term Model -mallia (LTM), josta on tarkemmin kerrottu kohdassa 5.2. Lisäksi voidaan käyttää historiallista aikasarjaa vesialtaiden käytöstä, jolloin vesivoiman tuotantokustannuksia pienennetään, kun allastaso on toteutunut korkeammalla ja päinvastoin [46, s. 78]. Tämä ei kuitenkaan ole tulevaisuutta simuloitaessa varsin realistista, koska esimerkiksi lisääntynyt tuulivoima siirtäisi osan vesivoiman talvi-tuotannosta toiseen ajankohtaan.



Kuva 5.2. Maantieteellinen aluejako ja siirtoyhteydet JMM:ssä [48]

5.1.2 Wilmar-tietokannat

Wilmar Planning Tool -työkalun tärkeimmät tietokannat ovat skenaariotietokanta, syötetietokanta ja tulostietokanta. Skenaariotietokanta käsittää STT:lla luodut kysyntä- ja tuuliskenaariot. Syötetietokanta sisältää muut lähtötiedot JMM:lle kuten tiedot voimalaitosyksiköistä. Tulostietokanta on tarkoitettu JMM:n tulosten tarkasteluun. Tietokantojen ja mallien välinen tiedonkulku on esitetty kuvassa 5.3. Tietokannat on toteutettu Microsoft Access -formaattissa. [51.]



Kuva 5.3. Wilmar-tietokannat ja mallien välinen tiedonkulku [48]

Lähtötiedot JMM:lle saadaan syötetietokannasta. Syötetietokanta sisältää tiedot käytettävistä teknologioista, aikasarjadataa, kuten lämmön kysyntä ja jokivesivoiman tuotanto, sekä perustiedot mallin maantieteestä (maa-, alue- ja seutujako) ja aika-askeleet. Kooltaan suuret skenaariopuut on linkitetty suoraan skenaariotietokannasta syötetietokannan koon rajoittamiseksi. Syötetiedostot GAMS-ohjelmalle ovat tekstimuotoisia, ja ne generoidaan tietokannan ohjelmamoduulien avulla. Tarkeempi kuvaus tietokannan sisällöstä ja toiminnasta löytyy lähteestä 51.

Käytetyt tuotantolaitokset esitellään tietokannan taulukossa ”Data Units”. Taulukossa määritellään sähkön- ja lämmöntuotantoyksiköiden nimet ja tekniset tiedot. Samalla seudulla toimivia, samaa polttoainetta ja teknologiaa käyttäviä laitoksia on yhdistelty yksikköryhmiksi (*Unit Group*). Tarkoituksena on nopeuttaa simulointia vähentämällä mallinnettavien yksiköiden määrää. Yksikköryhmän tiedot laskeaan sen sisältämien tuotantolaitosten tiedoista pääosin summaamalla (kapasiteetit) tai painotettuina keskiarvoina (hyötysuhteet, muut muuttuvat kustannukset). [51, ss. 9–11.]

Työssä käytetty syötetietokanta on alunperin Wilmar-projektissa luotu tietokanta. Se käsittää alueellisesti Pohjoismaat, Suomen, Ruotsin, Norjan ja Tanskan, sekä Saksan. Skenaariotietokanta, eli tuuli- ja kysyntäpuut, luotiin STT:llä varta vasten. Tuotantoyksiköitä on tietokannassa yhteensä 542, mutta osa niistä on useasta todellisesta laitoksesta aggregoituja kokonaisuuksia. Monen yksikön osalta tarkat tiedot ovat puutteellisia, ja niitä täydennetään teknologiakohtaisilla oletusarvoilla. Vesivoimalat on tietokannassa määritelty aggregoituina yksiköinä, joilla on eri tasoiset käyttökustannukset. Näillä yksiköillä ei ole suoraa yhteyttä todellisuuteen, vaan ne kuvaavat karkeasti erilaisia tuotantolaitoksia ja niihin liittyviä erikokoisia altaita. Kaikkien vesivarastojen minimitaso on tietokannassa asetettu 20 prosenttiin maksimikapasiteetista.

Tietokannassa ei ole saatavilla relevantteja tietoja voimalaitosten huoltoseisokeista. Lisäksi kaikkien yksiköiden käytettävyyks, eli todennäköisyys, jolla yksikön koko kapasiteetti on käytettävissä, on tietokannassa asetettu arvoon 1. Koska tietokannan yksiköt saattavat sisältää useita todellisia laitoksia, on seisokkien ja käytettävyyden määrittely tällaisille aggregoiduille kokonaisuuksille hankalaa. Tilastollista vioittuvuutta ei siten ole käytetyssä lähtötietokannassa huomioitu lainkaan.

Mallin tuloksia tarkastellaan tulostietokannan avulla. JMM kirjoittaa tulokset tekstitiedostoina levyille, josta ne tuodaan tietokannan taulukoihin. Mallin antamia tuloksia ovat muun muassa sähkön ja lämmön toteutuneet tuotanto- ja kulutusmäärät, reservien tarve, polttoaineiden käyttö, päätösmuuttujien tila, tiedot laitosten käynnistyksistä sekä sähkön siirrosta. Myös energiavarastojen varjohinnat¹ sekä tärkeimpien yhtälöiden marginaaliarvot ovat mukana tuloksissa. Tulostietokannan kyselyiden avulla voidaan tuloksia tarkastella sekä taulukkoina että graafisesti. [51, s. 26.]

5.2 Wilmar Long Term Model

JMM:iin liittyvä Long Term Model (LTM) on työkalu vesiarvojen mallinnusta varten. Kuten kohdassa 3.4.1 todetaan, vesivoimalla tuotetun sähkön arvo perustuu asennetun termisen tuotannon kustannuksiin. Markkinamalli ja vesiarvojen määrittäminen olisi parasta toteuttaa yhtäaikaaisesti. Käytännössä tämä on mahdotonta joutuksen rajoitetusta laskentakapasiteetista ja ongelmien erilaisista aikaskaaloista: JMM toimii tuntien mittakaavassa, mutta vesiarvolaskenta vuositasolla. Ongelma onkin täten jaettu kahteen osaan. [36, s. 4.]

LTM käyttää samoja lähtötietoja JMM:n kanssa. Siinä on kuitenkin yksinkertaistettu monia yksityiskohtia: a) CHP-tuotantoa vastaava sähköntuotanto esitetään aikasarjana, b) termisten laitosten valmiustila- ja tehonsäätörajoituksia ei käsitellä ja c) tuulivoiman tuotanto esitetään deterministisenä aikasarjana. LTM yhdistää kaikki mallinnusalueet yhdeksi alueeksi, jolloin myös vesivarastot on yhdistetty yhdeksi suureksi altaaksi. Tämä yksinkertaistaa ja nopeuttaa edelleen optimointia. Lisäksi LTM:lle viedään viikottaiset virtaamat säännöstelyaltaisiin usean vuoden ajalta. Nämä edustavat virtaamien stokastiikkaa mallissa. [36, ss. 4.]

LTM käyttää stokastista dynaamista ohjelmointia vesivarastojen käytön optimointiin. Laskenta tapahtuu seuraavalla tavalla:

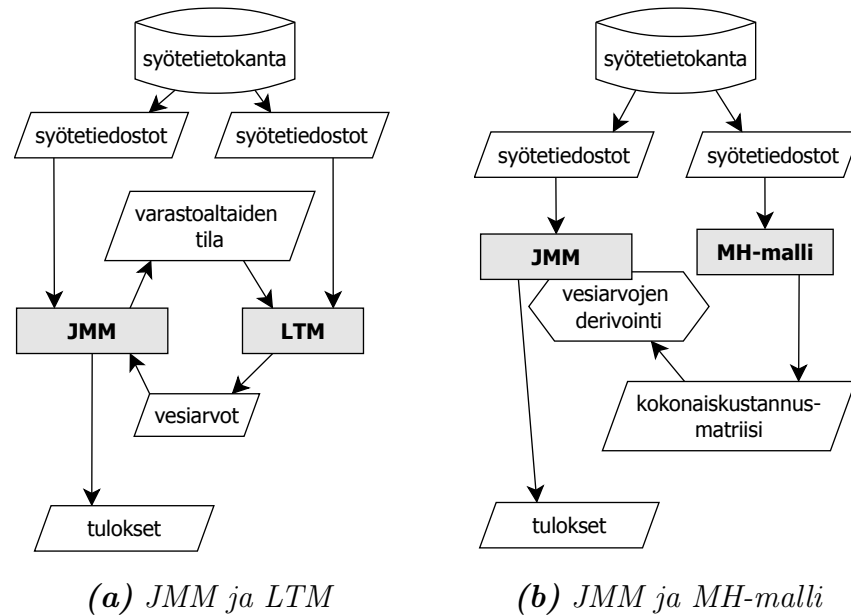
- 1) Tallennetaan viikkonumero ja altaiden täyttöaste alueittain.
- 2) Ajetaan LTM, joka tulostaa vesiarvot tiedostoon.
- 3) Luetaan vesiarvot takaisin JMM-pääohjelmaan.

¹ Varjohinta (€/MWh) on tässä varaston arvon nousu, kun sen sisältämä energiamäärä kasvaa yhdellä yksiköllä, engl. shadow price. Vesiarvo on vesialtaan varjohinta.

- 4) Ratkaistaan JMM vuorokausi eteenpäin.
- 5) Tallennetaan altaiden uudet täyttöasteet ja palataan kohtaan 2.

Nykyinen toiminta ei vastaa dokumentointia lähteessä 36, vaan mallin toimintaa on ilmeisesti päivitetty. Yllä oleva kuvaus on tulkittu JMM:n koodin perusteella. Alkuperäisessä toteutuksessa LTM:iin kuuluu osamalli, joka ratkaisee allastilan nimelliskulku-uran koko vuodelle [36, s. 5]. LTM ajetaan jokaisena päivänä kello 12, ennen seuraavan vuorokauden käyttösuunnitelmaa edustavaa ratkaisua. Tiedonkulku mallien välillä on esitetty kuvassa 5.4(a). Vesiarvot saadaan LTM:sta viikon tarkkuudella, mutta tunnit on mallissa kuvattu likimääräisesti (aggregoituna esimerkiksi 1000 jaksoon). Vesivarastojen tilan määrittymisen yhteydessä lisätään keinotekoinen vähimmäistäyttöaste, jotta mikään todellisista altaista ei tyhjene alle sallitun minimin. Vastaavasti menetellään enimmäistäyttöasteen suhteen. [36, s. 4–5.]

Jotkin LTM:n yksinkertaistuksista saattavat johtaa liian suureen vesiarvoon, toiset liian pieneen. Vesiarvoja on mahdollista kalibroida vertaamalla LTM:n ja JMM:n vesivoimatuotantoa ja kustannuksia [36, s. 12.] Tätä ominaisuutta ei kuitenkaan tässä työssä käytetyssä JMM:n versiossa ole hyödynnetty. Malli on päälle päin ”musta laatikko”, jonka tarkkaa toimintaa ei ole dokumentoitu, ja jonka rakenteita ei pääse muuttamaan. Tämän työn tavoitteena onkin tutkia vaihtoehtoisia menetelmiä laskea vesiarvot JMM:lle käyttäen seuraavassa esiteltävää Markkinahintamallia.



Kuva 5.4. Tiedonsiirto JMM:n ja käytettävän vesiarvomallin välillä

5.3 Markkinahintamalli

Markkinahintamalli (MH-malli) on VTT:llä alunperin sähkön hinnan arviointiin Pohjoismaissa kehitetty työkalu. Mallin toimintana eniten vaikuttava tekijä on varastoaltaiden käyttö vesivoiman tuotannossa, sillä pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vesivoiman käyttö ja kausivarastointi on merkittävässä osassa. MH-malli perustuu vesialtaiden käytön SDP-optimointiin sekä tuotantokustannusten minimointiin LP-menetelmällä. Syötteenä annetaan sähköntuotantokapasiteetti, polttoaineiden hintatiedot, tuonti- ja vientitiedot, tiedot voimaloiden huoltoseisokeista sekä tiedot sähkön kysynnästä. Myös tilastotiedot historiallisista vesivuosista, eli tulovirtaaman jakautumisesta viikoittain, ja varastoaltaiden tilasta syötetään. Malli ennustaa järjestelmän tasapainohinnan kehitystä. [39.] MH-malli voidaan siten luokitella analyytiseksi osittaistasapainomalliksi.

5.3.1 Laskennan aikasykli ja aluejako

MH-mallissa käytetty aikasykli on yksi vuosi, joka on vesivoiman kannalta luonnollinen aikajakso. Vuosi jakaantuu SDP-optimoinnin aika-askeliin, joista jokainen on edelleen jaettu aikajaksoihin LP-tehtävässä. Tällä hetkellä käytössä oleva jako on 52 aika-askelta (viikkoa) ja kolme aikajaksoa, jotka kuvaavat viikon huippu-, keski- ja minimikulutustuntia. Viikko koostuu yhdestä huippu- ja minimitunnista sekä 166 keskikulutustunnista. Myös muut aproksimaatiot ovat mahdollisia. [39; 52.] Laskenta voidaan aloittaa miltä tahansa vuoden viikolta, ja se voi kestää yhden tai useampia vuosia [39].

Pääosa lähtötiedoista annetaan mallille alueittain, joita alunperin ovat pohjoismaiset valtiot. Tiedot historiallisista vesivuosista, eli viikottaiset tulovirtaamat usean vuoden ajalta, ovat mallikohtainen lähtötieto. Laskentaa varten käsiteltävät alueet yhdistetään, minkä seurauksena syntyy yksi vesivarastoallas ja vesivoimakoneisto sekä yhdistetty tulovirtaama. Myös kysynät ja lämpövoimakapasiteetit lasketaan yhteen. Eri alueilla voi olla siirtoyhteyksiä laskenta-alueen ulkopuolelle, mutta mallinusalueen sisäisiä siirtoyhteyksiä ei huomioida. Koko laskenta-alueelle saadaan siis yksi systeemihinta. [39.] Alueiden enimmäismäärä tällä hetkellä on 10.

5.3.2 Sähkön kysyntä ja tarjonta

Sähkön kysynnän lähtötietoihin kuuluu kaksi indeksisarjaa, joiden perusteella vuoden kokonaiskysyntä jaetaan aika-askelille ja edelleen aikajaksoille. Indeksisarjat on muodostettu tilastollisesta sähkön tarpeen aikasarjasta, ja ne kertovat viikkojen kysynnän suhteessa toisiinsa sekä kysynnän jakautumisen viikon sisällä. Kysyntä voi myös muuttua stokastisesti, jolloin perustasoon lisätään tai siitä vähennetään viikoittain satunnainen lisäkysyntä. [39.]

Sähkön tarjonta riippuu asennetusta kapasiteetista, joka on annettu lähtötietona. Lämpövoimalaitokset jaetaan luokkiin, joiden perusteella määräytyvät hyötysuhde, käytettävyys ja huoltoseisokit. CHP-tuotantoa rajoittaa lämmöntarve, joka on jaettu indeksisarjalle kuten sähkön kysyntä. Lämmöntarve on jaettu erikseen kauko- ja teollisuuden prosessilämmöksi. Jos CHP-kapasiteettia jää lämmöntarpeen vähyyden vuoksi käyttämättä, voidaan ylijäävä osa käyttää lauhdetuotantoon matalammalla hyötysuhteella. Kustannukset lämpövoimaloille syntyvät polttoaineista, muista muuttuvista kustannuksista ja hiilidioksidipäästömaksuista, päästöoikeuden hinta annetaan lähtötietona. Vesivoiman tuotantokustannukset (operointi- ja huoltokustannukset) on määritelty tapauskohtaisesti pääparametreissa, ja samoin voidaan määritellä kustannus ohijuoksutukselle sekä veden varastoinnille. Vesialtaille määritellään jokin täyttötilan yläraja, ja alaraja on asetettu nolnaan. [39.] Osuus, jonka tietty voimalaitos tai luokka ei ole käytettävissä, on satunnaistekijä, joten käytettävissä oleva kapasiteetti sekä kustannukset lasketaan odotusarvona. Stokastisesti käyttäytyvä lämpövoima viedään malliin EIC-askelkäyränä (*Expected Incremental Cost*), joka kuvaa lämpövoiman kustannusten odotusarvoa järjestettynä laitosluokkien hinnan mukaan. [39; 53.] MH-malli ei käsittele vesivoiman lisäksi stokastisesti muita tuotannoltaan vaihtelevia energianlähteitä kuten tuulivoimaa. Mikäli lähtötiedoissa määritellään esimerkiksi tuulivoimakapasiteetti, on sen tuotanto annettuja seisokkeja lukuunottamatta vakio.

5.3.3 Tulovirtaamat

Tulovirtaamien mallinnuksella on keskeinen rooli vesivoiman käyttäytymisen kuvaamisessa. Tulovirtaama on stokastinen suure, koska sadanta ja muut vuotuiset sääilmiöt tapahtumat satunnaisesti. Tämä on toteutettu MH-mallissa käyttämällä indeksijakoa ja valitsemalla tulovirtaama satunnaisesti tilastosta. Lähtötietona annettu vuotuinen tulovirtaama jaetaan indeksin avulla aika-jaksoille. [39.]

Osa tulovirtaamasta käytetään säännöstelemättömässä jokivoimatuotannossa ja osa valuu säännöstelyaltaisiin. Jokivoimatehon osuus vesivoimakapasiteetista ja jokivirtaaman osuus kokonaisvirtaamasta on määritelty kiinteästi koko mallinnusjaksolle mallin pääparametreissa ja on sama kaikille alueille. Mikäli jokivoiman tai altaiden kapasiteetti ylittyy, osa vedestä ohijuoksutetaan. Teoriassa altaat voivat myös tyhjentyä kokonaan, mutta siihen johtava kuivuus on erittäin harvinaista. [39.]

5.3.4 Optimointi stokastisella ja dynaamisella mallilla

Järjestelmän kokonaiskustannus optimoidaan MH-mallissa stokastisella ja dynaamisella ohjelmoinnilla. Järjestelmän tilaa kuvaavat vesialtaiden täyttötaso ja sähkön kysyntä. Kontrollimuuttujan dimensiot ovat vesivoiman tuotanto, lämpövoiman tuo-

tanto ja veden ohijuoksutus. Stokastisen muuttujan (häiriön) komponentit kuvaavat veden tulovirtaamaa ja kysynnän vaihtelua normaalista. [25, s. 16–17.] Lisäkysyntä on normaalijakautunut satunnaismuuttuja, jonka keskiarvo ja hajonta annetaan lähtötietoina [39, s. A2]. Systeemin dynaaminen yhtälö ja rajoitteet voidaan kirjoittaa lineaarisina yhtälöinä. Tavoitefunktio on lämpövoiman kustannusten odotusarvon minimointi, kun vesivoiman kustannukset oletetaan nolaksi. [25, s. 18–19.] Jokaisella aika-askeleella ratkaistava alitehtävä on kustannusten minimointitehtävä ja verrattavissa kohdassa 3.1 esitettyyn tehtävään. Tämä approksimoidaan lineaariseksi ja hyödynnetään LP-ratkaisijaa. [54, s. 4.] Eri mahdollisuudet voidaan rajata nopean laskenta-ajan saavuttamiseksi varsin vähäisiksi. Dynaamisen laskennan paras osaratkaisu kuluvalle viikolle haetaan LP-mallilla, jossa on mukana EIC-käyräsovitusta muusta tuotannosta, allasvoiman vesiarvovaihtoehtot sekä tuonti ja vienti. Kysynnästä vähennetään säännöstelemätön vesivoimatuotanto. [39; 54, s. 9.]

Yhden vuoden vedenkäytön optimointi on iteratiivinen prosessi. Ensin lasketaan seuraava vuosi hieman kasvaneella kysynnällä. Iterointi suppenee kohti kestäväää vedenkäyttöstrategiaa, jolloin seuraavalle vuodelle jää varastoihin sopiva määrä vettä. Tämä tieto muutetaan veden jäännösarvokäyräksi, jonka avulla suoritetaan varsinaisen laskentavuoden optimointi. Tuloksena saadaan järjestelmän kokonaiskustannus ajan ja altaiden täyttöasteen funktiona. [39.]

5.3.5 Käytännön toiminta ja syötetiedostot

Käytännössä MH-mallin toiminta koostuu ainakin kahdesta osaprosessista: SDP-optimoinnista sekä simuloinnista. Vesivarastojen käytön optimointi tapahtuu optimointivaiheessa. Simulointi tuottaa mallin varsinaiset tulokset, esimerkiksi hintaennusteen ja ennusteen vesivarastojen käytölle, kun lähtötiedoiksi annetaan alaan alkutila ja tiedossa oleva sateisuus.

SDP-optimointi käynnistetään Windows-ympäristössä komennolla

```
sdp.exe [n] [xx_yyyy] [tiedosto].
```

Ohjelman käyttämät omentoriviargumentit ovat

<i>n</i>	laskettavien vuosien lukumäärä (oletus 1)
<i>xx</i>	ensimmäisen laskentavuoden ensimmäinen aika-askel (1)
<i>yyyy</i>	ensimmäinen laskentavuosi (2010)
<i>tiedosto</i>	laskentatapaustiedosto (defset.txt).

Laskentatapaustiedostossa määritellään ohjelman pääparametrit. Kuvaus MH-mallin laskentatapaustiedosta löytyy lähteen 55 liitteestä 1. Esimerkkitiedosto on tämän työn liitteessä 1. Oletuksena sdp.exe etsii syötetiedostoja työskentelyhakemistosta, jolloin yhden ajotapauksen tiedostot ovat yhdessä alihakemistossa. Syötetiedostot on esitelty seuraavassa.

Kapasiteetti ja sähkön vuosikysyntä. Käytettävissä oleva voimalaitoskapasiteetti esitellään MH-mallille maakohtaisissa tiedostoissa *cccyyyy.cap*, jossa *ccc* on kolmimerkkinen maakoodi ja *yyyy* vuosiluku, esimerkiksi *fin2001.cap*. Tiedostossa esitetään myös tiedot vesivoimajärjestelmästä, sähkön vuotuinen kysyntä sekä vienti- ja tuontikapasiteetti. [56.]

Voimalaitosluokat esitellään kukin omalla rivillään seuraavasti:

```
nimi typ pol teho lkm p mmk hyötysuhteet.
```

Luokan esittelevät parametrit ovat

```
nimi luokan tunnus (enintään 10 merkkiä)
typ luokan tyyppi (3 merkkiä)
pol käytettävän polttoaineen tunnus (3 merkkiä)
teho luokan kokonaisteho (MW)
lkm luokan sisältämien voimalaitosten lukumäärä
p luokan käytettävyys (0...1)
mmk muut muuttuvat kustannukset (€/MWh).
```

Luokan tyyppi voi olla käytännössä mitä vain. Sähkön ja lämmön yhteistuotannolle on varattu luokat ”CHP” ja ”CIP”, jotka tarkoittavat sähkön ja lämmön yhteistuotantoa vastaavasti kaukolämmöksi ja teollisuuteen. Polttoaineen tyyppin tulee vastata tunnusta polttoaineiden hintatiedoissa. Muille paitsi yhteistuotannolle määritellään vain yksi hyötysuhde. Yhteistuotannolle määritellään kolme arvoa: a) hyötysuhde täydellä sähkö- ja lämpöteholla, kun kaikki lämpö käytetään hyödyksi; b) hyötysuhde samassa pisteessä, mutta lämmöntuotannolle ei anneta arvoa, sekä c) hyötysuhde puhtaassa lauhdetuotannossa. [56.] Voimalaitosluokkia voi nykyisin yhdessä tiedostossa olla enintään 50 ja yhteensä enintään 200.

Voimalaitosluokkien jälkeen on .cap-tiedostossa kerrottu maakohtainen vesivoimakapasiteetti (MW), yhteenlaskettu allaskapasiteetti (TWh) ja vuotuinen tulovirtaama (TWh) muodossa

```
VESI HYD teho allaskap virtaama.
```

Sähkön siirtokapasiteetti simulointialueen ulkopuolelle on esitetty muodossa

```
xxx EXP xxIM tuontiteho xxI xxEX vientiteho xxE,
```

jossa *xxx* on kohdealueen tunnus, *xxIM* ja *xxEX* ovat tuonti- ja vientitunnus sekä *xxI* ja *xxE* vastaavasti hintatunnukset. Siirtokapasiteetin nimellisteho ilmoitetaan megawatteina. Jokaista kohdealuetta varten on tiedostossa oma rivinsä. [56.] Sähkön kokonaiskysyntä terawattitunteina esitetään omalla rivillään muodossa

```
KULU DEM kulutus.
```

Tarkempi kuvaus kapasiteettitiedoston sisällöstä on esitetty lähteessä 56. Esimerkitiedosto on tämän työn liitteessä 1.

Laitosten seisokit Voimalaitosten tunnetut huolto- ja muut seisokit on esitetty omassa tiedostossaan. Tiedoston nimi on muotoa *cccyyyy.out*. Tiedoston rivillä on kerrottu kapasiteettiluokan tunniste, viikkotieto ja seisokkiarvo, esimerkiksi:

```
YDIN 26-32 0.8
HLAUHD 30 -50 MW.
```

Viikkotieto voi olla joko yksi viikko tai viikkoväli, jolloin seisokki on voimassa. Seisokkiarvo ilmaistaan joko suhteellisena arvona välillä $0 \dots 2$ (enintään kaksinkertainen teho) tai absoluuttisena arvona megawatteina (> 2 MW). Positiivinen absoluuttinen arvo kertoo luokan yhteensä käytettävissä olevan tehon ja negatiivinen arvo luokan nimellistehosta vähennettävän määrän. [52; 56.]

Kysynnän jakaumat Sähkön kysynnän indeksisarjat annetaan MH-mallille maa- ja vuosikohtaisissa tiedostoissa *b1_52_ccc_yyyy.txt* ja *b1_52_3_ccc_yyyy.txt*. Ensimmäinen kuvaa kysynnän jakautumista 52 viikolle ja jälkimmäinen viikkojen huippu-, keski- ja minimikulutuksen suhdetta toisiinsa. [52; 55.] Esimerkit kysynnän indeksisarjoista on työn liitteessä 1.

Tulovirtaaman indeksisarjat Tulovirtaaman tilastollinen jakautuminen vuoden ajalle esitetään MH-mallille matriisina, jossa jokainen rivi vastaa yhtä vuotta ja sarakkeet aika-askeljakoa. Jos aika-askeleen pituus on viikko, on syötetiedoston nimi *s1_52.txt*. Tilasto on yhteinen koko simulointialueelle. [55.]

Lämmöntarve CHP-luokan käsittely vaatii tiedon lämmitystarpeesta. Tämä on toteutettu syöttämällä indeksisarja, jossa arvo ≥ 1 kuvaa täyttä lämmöntarvetta aika-askeleella, eli kaikki CHP-kapasiteetti on käytettävissä. Arvot välillä $0 \dots 1$ tulkitaan vajaaksi lämpökuormaksi. Maakohtaiset syötetiedostot on nimetty *ccc_dh.chp* tai *ccc_ind.chp*, joista ensimmäinen kuvaa kaukolämmön ja jälkimmäinen teollisuuden prosessilämmön tarvetta. [56.]

Polttoaineet Polttoaineiden hinnat syötetään globaalisti vuosikohtaisessa tiedostossa *yyyyy.pri*. Tiedoston rivit koostuvat kolmesta osasta:

```
pol viikkonro hinta.
```

Ensimmäisenä on polttoaineen tunnus, jonka tulee olla yhteneväinen kapasiteettitiedostossa mainitun kanssa. Parametri *viikkonro* kertoo, mistä viikosta eteenpäin hinta on voimassa. Hinnat ilmaistaan yksikössä €/MWh_{pa}. Samassa tiedostossa annetaan myös kapasiteettitiedostossa määritettyjen ulkomaanyhteyksien siirtohinnat sekä tunnuksella "CO2" hiilidioksidin päästöoikeuden hinta yksikössä €/t. [57.] MH-mallin päähakemistossa olevassa tiedostossa *co2.txt* on kerrottu kunkin polttoaineen käytöstä aiheutuva hiilidioksidipäästö yksikössä t/MWh_{pa}.

5.4 MH-mallin liittäminen osaksi Wilmar JMM:a

Työn tavoitteena on tutkia MH-mallin hyödyntämistä vesiarvolaskentaan JMM:n yhteydessä. MH-malli ei alunperin ole tarkoitettu käytettäväksi tällä tavoin, joten sen toiminnassa ja lähtöarvojen valinnassa jouduttiin tekemään jonkin verran yksinkertaistuksia ja muutoksia. Tavoitteena oli kuitenkin luoda toimiva kokonaisuus, jota voitaisiin käyttää jatkossa alueriippumattomasti erilaisissa tilanteissa.

5.4.1 Kokonaiskustannuksesta vesiarvoon

Vesiarvot saadaan derivoimalla järjestelmän kokonaiskustannusta kaavan (3.16) mukaan. MH-mallissa on kuitenkin vain yksi aggregoitu vesiallas, jolla on yksi vesiarvo. Tulostiedostosta g.txt saadaan loppuvuoden kokonaiskustannuksen odotusarvo viikoittain vesialtaan täyttöasteen funktiona. Matriisin rivit kuvaavat varastoaltaan täyttötiloja ja sarakkeet aika-askelia. Koska data on diskreettiä, approksimoidaan derivaattaa kaavalla

$$w_{t,n} = \frac{K_{\text{TOT},t,n} - K_{\text{TOT},t,n+1}}{\Delta x}, \quad (5.1)$$

jossa $n = 1, \dots, N$ on tilatason numero ja $t = 1, \dots, 53$ viikkonumero. Vakio Δx on vesivaraston energiamäärän muutos tilatasojen välillä, ja se saadaan kaavasta

$$\Delta x = \frac{x_{\max}}{N - 1} > 0. \quad (5.2)$$

Koska kokonaiskustannukset pienenevät, kun varastoissa on enemmän vettä, eli $K_{\text{TOT},t,n} \geq K_{\text{TOT},t,n+1} \forall t, n$, voidaan itseisarvomerkit jättää pois.

JMM:n ja MH-mallin välinen yhteistoiminta tapahtuu pääpiirteissään seuraavalla tavalla:

- 1) Luodaan JMM:n ja MH-mallin syötetiedostot Wilmar-syötetietokannasta.
- 2) Käynnistetään JMM, joka kutsuu MH-mallia.
- 3) MH-malli tuottaa järjestelmän kokonaiskustannuksen ajan ja allastilan funktiona.
- 4) JMM lukee tulokset ja derivoi vesiarvot.
- 5) Varsinainen optimointi JMM:lla alkaa.

Tiedonsiirto mallien välillä on esitetty kaaviona kuvassa 5.4(b).

JMM:n GAMS-koodiin tehtiin jonkin verran lisäyksiä MH-mallin käyttöä varten. MH-malli käynnistetään JMM:n vuosisilmukan alussa, ajamalla komentosarjatiedosto, joka käynnistää SDP-optimoinnin (sdp.exe). Parametriksi annettava aloitusvuosi luetaan tiedostosta start_year.txt. Aloitusviikko ja simuloitavien vuosien lukumäärä on asetettu arvoon 1. Optimoinnin jälkeen tulostiedosto g.txt kopioidaan talteen, ja sitä muokataan JMM:iin syöttämistä varten GAMS-taulukkomuotoon. Tämän

jälkeen kokonaiskustannusmatriisi luetaan pääohjelmaan ja suoritetaan vesiarvojen derivointi. Vesivaraston sallitun alarajan alittavalle osuudelle vesiarvo määritellään hyvin suureksi. Vesiarvot tallennetaan JMM:n taulukkoon *WV1REG*. Jokaisella optimointikierroksella ohjelma tarkistaa vesivarastojen tilan ja lukee kuluvaan viikkoa ja allastilaa vastaavat vesiarvot seuduittain parametriin *ISDP_HYDRORES*. Arvot diskreettien allastilojen välillä interpoloidaan kahden tilan väliltä. Samoin arvot viikon aikana interpoloidaan kuluvaan ja seuraavan viikon arvojen väliltä. Lisäykset JMM:n koodiin on dokumentoitu liitteessä 2.

5.4.2 Lähtötiedot

Jotta MH-mallin antamat tulokset olisivat yhteneväisiä JMM:n kanssa, tulee mallien käyttää samoja lähtötietoja. Järjestelmä on toteutettu siten, että MH-malli saa kaikki lähtötietonsa Wilmar-tietokannasta, eikä se käytä mitään alkuperäisiä arvoja. Wilmar-käyttöä varten luotiin MH-malliin uusi ajotapaushakemisto.

Tiedot on koottu tietokannan taulukoista kyselyjen (*query*) avulla. Kyselyjen ulkoasu vastaa MH-mallin syötetiedoston ulkoasua, jolloin tulostamalla kyselyt tiedostoihin saadaan valmiit syötetiedot. Tulostus on toteutettu Access-ohjelmiston makrojen ja ohjelmamoduulien avulla hyödyntäen olemassa olevia JMM:n lähtötietojen tulostuskomponentteja. Kutakin syötetiedostolajia vastaa yksi kysely. Lisäksi käytössä on lukuisia alikyselyitä (*subquery*). Kyselyissä on MH-mallin vaatimien tietojen lisäksi mukana alueriippuvuus, jonka perusteella tulostusmoduli jakaa tiedot oikean nimisiin (esimerkiksi maakohtaisiin) tiedostoihin. Käytettävä jako on määritetty taulukossa "MHM Link Regions", jossa Wilmar-tietokannan alueet on linkitetty kolmimerkkisiin maatunnuksiin. Seuraavassa esitellään MH-mallin syötetiedostoihin valitut arvot. Liitteessä 1 on esimerkkejä syötetiedostoista. Aluejakona MH-mallissa käytetään edelleen maita, vaikka JMM:n aluejako onkin tarkempi.

Kapasiteettitiedostot Kapasiteettiluokkina käytetään Wilmar-tietokannan yksikköryhmiä, ja luokan tunnuksena on ryhmän numero. Tyypitunnusta varten on taulukko, jossa on määriteltä tietokannan tunnuksia vastavat kolmimerkkiset lyhenteet. Polttoaineet on määriteltä aluekohtaisesti, joten kolmimerkkinen tunnus muodostuu kahdesta kirjaimesta ja alueen numerosta. Näin huomioidaan polttoainehintojen aluekohtainen vaihtelu. Taulukko "MHM Link Fuels" määrittelee tietokannan polttoaineita vastaavat kaksikirjaimiset lyhenteet. Luokan muut parametrit saadaan suoraan tietokannasta, paitsi väliottolaitosten maksimiteho, johon sovellettiin erityistä menettelyä.

MH-malli muodostaa väliottolaitoksena toimivasta kapasiteettiluokasta suorituksen aikana kaksi luokkaa: vastapaine- ja lauhdeluokka. Vastapaineluokka toimii yhdistetyn sähkön ja lämmöntuotannon hyötysuhteella ja lauhdeluokka ilmoitetulla

lauhdehyötysuhteella. Vastapainekapasiteetti saadaan kaavasta

$$P_{vp} = k_{chp} P_{max}, \quad (5.3)$$

jossa k_{chp} on lämmöntarpeen indeksikerroin ja P_{max} alkuperäisen luokan maksimiteho. Lauhdekapasiteetti puolestaan saadaan kaavasta

$$P_{lauh} = (1 - k_{chp}) \frac{\eta_3^{EXT}}{\eta_2^{EXT}} P_{max}, \quad (5.4)$$

jossa η_3^{EXT} on laitoksen hyötysuhde puhtaassa lauhdetuotannossa ja η_2^{EXT} vastapainetuotannossa ilman lämmöntuotannon huomioimista (kuvan 2.5(b) pisteet 3 ja 2). [56.] Nyt vastapaine- ja lauhdeluokan yhteenlaskettu kapasiteetti voi olla suurempi kuin alkuperäisen luokan. Luokan maksimihyötysuhde määriteltiin siten, että se on sähköteho maksimilämpöteholla (kuvan 2.5(b) piste 1). Tämä saadaan kaavalla

$$P_{\Phi_{max}} = P_{max} - \gamma \Phi_{max}. \quad (5.5)$$

Uudella tavalla määriteltynä väliottolaitoksista muodostettujen lauhde- ja vastapaineluokkien yhteenlasketut tehot eivät ylitä varsinaisten luokkien maksimitehoja.

Laitoksen muihin muuttuviin kustannuksiin on lisätty mahdollinen rikkidioksidipäästöstä aiheutuva maksu. Lauhdevoimalaitoksille määritellään vain yksi hyötysuhde ja se saadaan suoraan tietokannasta yksikköryhmän täyskuormahyötysuhteesta. Yhteistuotantolaitosten kolmen hyötysuhteen (ks. sivu 31) määrittelyssä tukeuduttiin tapaan, jolla nämä laitokset on JMM:ssa kuvattu. Laitokset on jaettu vastapaine- ja väliottolaitoksiin, joista ensimmäinen tyyppi toimii kiinteällä rakennusteella ja jälkimmäisessä sähkön ja lämmön osuuksia voidaan muuttaa tietyissä rajoissa [48, s. 22].

Vastapainelaitoksille ensimmäinen hyötysuhde on hyötysuhde täydellä sähkö- ja lämpöteholla (kuvan 2.5(a) piste 1), joten sen arvona käytetään myös tietokannan arvoa. Toinen MH-mallille vietävä hyötysuhde määritellään samalla polttoaineteholla (piste 2), mutta lämmöntuotannolle ei anneta arvoa, eli

$$\eta_2^{BP} = \frac{P_{max}}{(P_{max} + \Phi_{max})/\eta_0}, \quad (5.6)$$

jossa P_{max} on yksikköryhmän maksimisähköteho, Φ_{max} maksimilämpöteho ja η_0 tietokannassa määritelty täyskuormahyötysuhde. Koska vastapainelaitos ei kykene pelkkään lauhdetuotantoon, määritellään kolmas hyötysuhde nollassi.

Väliottolaitoksen sähköteho laskee kertoimen γ mukaan, kun lisätään lämpötehoa.

Ensimmäinen MH-mallin hyötysuhde määritellään tälle luokalle seuraavasti:

$$\eta_1^{\text{EXT}} = \frac{(P_{\max} - \gamma\Phi_{\max}) + \Phi_{\max}}{P_{\max}/\eta_0}, \quad (5.7)$$

joka siis kuvaa hyötysuhdetta täydellä lämpöteholla ja vastaavasti alentuneella sähköteholla (kuvan 2.5(b) piste 1). Seuraava hyötysuhde on sama ilman lämmöntuotannon hyödyntämistä (piste 2):

$$\eta_2^{\text{EXT}} = \frac{P_{\max} - \gamma\Phi_{\max}}{P_{\max}/\eta_0} \quad (5.8)$$

Väliottolaitosten kolmantena hyötysuhteena käytetään tietokannan arvoa, joka kuvaa tuotantoa pelkässä lauhdetuotannossa (piste 3).

Koska MH-mallissa vesivarastoille ei voi määrittää alarajaa, käytetään tässä yhteydessä redusoitua allaskapasiteettiä. MH-mallille vietävästä allaskapasiteetistä on vähennetty Wilmar-tietokannassa määritellyn alarajan alittava osuus. Molemmat mallit näkevät tällöin käytettävissä olevan allaskapasiteetin samana. Virtaamaan on laskettu yhteen sekä allastulovirtaama että jokivirtaama.

MH-malli ei käsittele vaihtelevaa tuulivoimatuotantoa, mutta sen vaikutus haluttiin mukaan JMM:lle tehtävään vesiarvomallinnukseen. Myös sähkön siirto mallinnusalueen ulkopuolelle (vientä tai tuonti) on Wilmar-syötetietokannassa määritelty aikasarjana, eikä hintaperustaisesti kuten MH-mallissa. MH-mallille vietävästä sähkön kokonaiskulutuksesta onkin vähennetty tuulivoimatuotannon deterministinen aikasarja sekä mallinnusalueen ulkopuolelta tulevan sähkön nettotuonnin aikasarja. MH-malli ei siis käsittele lainkaan vientiä ja tuontia eikä tuulivoiman tuotantoa, mutta ne on huomioitu sen näkemässä sähkön kulutuksessa. Periaatteessa tuulivoiman ja tuonnin vaihtelun olisi voinut toteuttaa seisokkitiedoston kautta, mutta koska seisokit ilmaistaan viikon tarkkuudella, päädyttiin yllä kuvattuun ratkaisuun.

Seisokit Tällä hetkellä Wilmar-tietokannassa ei ole relevantteja seisokkitietoja, joten tietoa seisokeista ei myöskään viedä MH-mallille. Seisokkitiedot kuitenkin ilmaistaisiin tietokannassa tuntitasolla, joten ne pitäisi ensin muuntaa viikkokeskiarvoiksi.

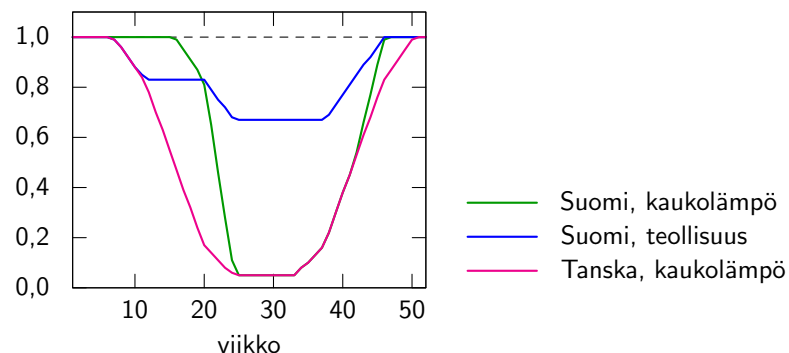
Kysynnän jakaumat Sähkönkulutuksen deterministinen aikasarja on Wilmar-tietokannassa tunnin tarkkuudella, joten siitä saadaan kysynnän viikkojakauma ja viikkojen sisäiset jakaumat. Tässäkin käytetään nettokulutusta, eli kulutuksesta on vähennetty tuulivoima ja nettotuonti.

Tulovirtaamien indeksisarjat Tulovirtaamamatriisi saadaan Wilmar-tietokannan historiallisista virtaama-aikasarjoista. Virtaamissa on mukana sekä allas- että jokivirtaamat. Suomen Ympäristökeskus (SYKE) ylläpitää tilastoja tulovirtaamista Suomessa. Näihin virtaamiin on laskettu tärkeimmät säännöstellyt järvet. Vesikuu- tiot muutetaan energiayksiköiksi järviakohtaisella tuotantoekvivalenttikertoimella, joka huomioi paljonko kyseisestä järvestä lasketulla kuutiolla yhteensä tuotetaan energiaa matkalla mereen tai pois Suomesta. [58.] Jokivoimatuotanto siis sisältyy osittain myös altaiden tulovirtaamiin. Alkuperäisessä Wilmar-tietokannassa Suomen allastulovirtaaman aikasarjoissa ei ole otettu huomioon jokivoimatuotantoa, joka on määritelty omana aikasarjanaan. Allastulovirtaaman vuosisumma tietokannassa vuodelle 2001 vastaa SYKE:n virtaamatilastoja.

Jokivoiman osuus pitää huomioida pienempänä allastulovirtaamana. Tämä on toteutettu VTT:llä tarkastelemalla virtaamatietoja yksityiskohtaisemmin. MH-mallille viedään yhteenlaskettu allastulovirtaama ja jokivoimatuotannon aikasarja. Kun allasvirtaamissa huomioidaan jokivoimatuotannon osuus, saadaan vuoden 2001 Suomen tulovirtaaman vuosisummaksi 13,4 TWh (aikaisemmin 14,8 TWh). Muiden Pohjoismaiden osalta vastaavaa tarkastelua ei tehty, koska riittävän tarkkoja tietoja virtaamista ei ollut saatavilla. Tietokannassa olevat aikasarjat virtaamista oletettiin kuitenkin oikeiksi.

Lämmöntarve Wilmar-tietokannasta saadaan lämmönkulutuksen tunnittainen aikasarja. MH-mallin alkuperäiset indeksisarjat on esitetty kuvassa 5.5. Tästä nähdään, että talvikaudella koko CHP-kapasiteetti on käytössä, mikä sopii kuvan 2.4 esitykseen CHP-tuotannon käytöstä. MH-malli ei käsittele varsinaista lämmöntuotantoa tai -kulutusta, mutta loput todellisesta kulutuksesta katetaan siis lämpökatiloilla.

Yhteistoimintaa JMM:n kanssa varten Wilmar-tietokannasta saatava lämmönkulutuksen tunnittainen aikasarja suhteutetaan seudun CHP-laitosten lämmöntuotan-



Kuva 5.5. Lämmöntarpeen indeksejä Markkinahintamallin perusajotapauksessa

tokapasiteettiin. Järjestelmään jätetiin vielä mahdollisuus seutukohtaiseen korjauskertoimeen, joka skaalaa lämmöntarvetta. Suomen teollisuuden vastapainelämmöntarpeelle ja Rural-seudun kaukolämmöntarpeelle asetettiin korjauskerroin 1,5, jolloin indeksit saatiin realistisemmiksi.

Polttoaineiden hinnat ja hiilidioksidipäästöt Polttoaineet on nimetty kaksi-kirjaimisen tunnuksen ja alueen numeron mukaan. Vuotuiset hinnat saadaan Wilmar-tietokannasta, mutta ne ovat voimassa koko vuoden, eli aloitusviikko on kaikille 1. Polttoaineiden hiilidioksidipäästöt saadaan suoraan tietokannasta.

Pääparametrit Talukossa 5.1 on esitelty JMM-integraation kannalta merkityksellisimmät MH-mallin pääparametrit. Muiden parametrien arvot jätettiin oletusarvoihinsa. Joidenkin parametrien kohdalla on jouduttu tekemään huomattavia yksinkertaistuksia. Esimerkiksi jokivirtaaman ja jokivoimatehon osuudet on MH-mallissa määritelty ajotapauskohtaisesti kiinteillä parametreilla. Wilmar-tietokannan mukaan jokivirtaaman osuus vaihtelee kuitenkin voimakkaasti vuoden aikana ollen varsinkin kevättulvien aikaan suuri. Arvoissa on myös alueellista vaihtelua: Vuonna 2001 jokivirtaaman osuus kokonaistulovirtaamasta vaihteli Suomessa 15 ja 43 prosentin ja Etelä-Norjassa 13 ja 63 prosentin välillä. Toisaalta esimerkiksi Etelä-Ruotsissa ei ollut käytössä lainkaan säännöstelyaltaita. Koko mallinnusalueen ylitse laskettu vuosikeskiarvo on täten huono arvo kuvaamaan jokivirtaamaan osuutta. Samankaltainen perustelu pätee jokivoimaosuuteen.

Taulukko 5.1. MH-mallin tärkeimmät pääparametrit

Muuttuja	Selite ^a	Valittu arvo ^b
G_{nx1}	Varastotilan diskreettien pisteiden lukumäärä (N)	41 (maks. 60)
G_{ni}	Historiallisten vesivuosisien lukumäärä	tietokannassa saatavilla olevien vuosien lukumäärä
G_{nx2}	Vuosikysyntämuutoksen diskreettien pisteiden lukumäärä	1 (Ei haluta kysynnän muutosta MH-mallissa.)
G_{nj}	Kysyntäpoikkeaman todennäköisyysluokkien määrä	1 (ks. yllä)

(jatkuu)

Taulukko 5.1. (jatkuu)

Muuttuja	Selite ^a	Valittu arvo ^b
G_{x2_min} G_{x2_max}	Vuosikysyntämuutoksen pienin ja suurin arvo (TWh)	0 (ks. yllä)
$G_{vesikust}$	Vesivoiman tuotantokustannukset (€/MWh)	Laitoksen teholla painotettu keskiarvo, $\frac{\sum_{g \in G_{hydro}} P_g \cdot k_{mmk,g}}{\sum_{g \in G_{hydro}} P_g}$
$G_{ohikust}$	Ohijuoksutushinta (€/MWh)	0
$G_{tilakust}$	Vesivaraston tilakustannus (M€/TWh)	0
G_{eic_maxteh}	EIC-laskennan mielenkiintoisuusalueen yläraja (MW)	Yhteenlaskettu terminen kapasiteetti, $\sum_{g \in G_{term}} P_g$
$G_{eic_bu_kerr}$	EIC-laskennan backup-teho ^c suhteessa kalleimpaan hankintalähteeseen	1 (backup-tehon käyttö väärin suhteessa JMM:n näkemään kapasiteettiin)
$G_{eic_bu_min}$	EIC-laskennan backup-tehon pienin arvo yli kalleimman hankintalähteen	0 (ks. yllä)
$G_{jokiosuus}$	Kerroin, joka kuvaa, mikä osuus tulovirtaamasta menee suoraan tuotantoon. Loppu menee varastoon.	Yhteenlasketun jokitulovirtaaman (ror) suhde kokonaistulovirtaamaan (ror + hyrs), $\frac{\sum_{r \in R} v_{ror,r}}{\sum_{r \in R} v_{ror,r} + v_{hyrs,r}}$
$G_{joki_p_osuus}$	Kerroin, joka kuvaa kuinka suuri osuus vesivoimakapasiteetista on joissa eli ei säännösteltävää tehoa.	Asennettu jokivoimakapasiteetti tai keskijokiteho jaettuna kokonaisvesivoimakapasiteetilla, $\frac{\sum_{r \in R} v_{ror,r}/8760}{\sum_{g \in G_{hydro}} P_g}$

^a [55]^b G_{term} on termisten yksiköiden joukko, R alueiden joukko ja G_{hydro} vesivoimayksiköiden joukko^c Backup-teho lisätään MH-mallissa EIC-käyrään kalleimman hankintalähteen päälle, jotta varmistetaan kapasiteetin riittävyys.

Toistaiseksi tietokannasta laskettavien pääparametrien arvot pitää päivittää käsin laskentatapaustiedostoon. Tietokantaan luotiin kysely, joka kokoaa nämä arvot helposti saataville.

6. TULOKSET

6.1 Koeasetelma

Tarkasteluvuodeksi valittiin vuosi 2001, sillä se oli syötetietokannassa olevista vuosista melko keskimääräinen vesivuosi; tulovirtaamat ovat lähimpänä tilastollista mediaania [17]. MH-mallin alue- ja yksikkömäärään nykyisten rajoitusten vuoksi (ks. kohdat 5.3.1 ja 5.3.5) valittiin mallinnettavaksi alueeksi Suomi, Ruotsi, Norja ja Tanska.

Lopullisia simulointiajoja JMM:lla tehtiin kattavan testausvaiheen jälkeen kolme: käyttäen apuna joko MH-mallia (jatkossa ”MHM”), LTM:a (”LTM”) tai varastoaltaiden historiallista aikasarjaa (”HIST”). JMM:aa ei ajettu stokastisena ongelman suuren koon vuoksi, vaan käytössä oli deterministinen tuulivoimaennuste. Tämä saadaan JMM:n *DetForecast*-asetuksella. Jokaiseen liukuvan optimoinnin ratkaisuvaiheeseen jää vain yksi haara, joka kuvaa keskimääräistä ennustetta tuulituotannosta ja kulutuksesta. Tällä tavoin saadaan mallin ratkaisuaika järkevämmäksi menettämättä kuitenkaan olennaisinta osaa eli ennusteen virhettä.

Kaikissa ajoissa käytettiin samoja Cplex-ratkaisijan asetuksia. Merkittävin ratkaisijan parametri on *nodelim*, joka määrää solmujen (engl. *node*) lukumäärän ennen kuin algoritmin suoritus keskeytetään. Keskeytyksen tapahtuessa saavutetun ratkaisun optimaalisuudesta ei ole varmuutta. Tällöin saavutettu ratkaisu ei välttämättä vielä ole annettujen toleranssien sisällä optimaalisesta. Algoritmin solmu on rypäs mahdollisia ratkaisuja. Lopullisissa ajoissa solmurajoitus asetettiin 10 000:een. JMM:n valintatiedosto ja Cplex-asetustiedosto on esitetty liitteessä 3.

JMM:n koodi ajettiin GAMS IDE -ohjelman versiolla 2.0.30.1 (GAMS Rev 142, Build 21.7 142). Käytetyssä tietokoneessa oli Intel Core 2 Duo T9600 -suoritin (kelolaajuus 2,80 GHz) ja keskusmuistia 3,48 Gt.

6.2 Tulokset

Kaikissa simulointiajoissa esiintyi jonkin verran varoituksia, ja tämä johtunee ongelman suuresta koosta. Taulukkoon 6.1 on koottu tietoja lopullisista simulointiajoista. Varoitus aiheutuu, kun jokin mallin muuttuja ylittää sallitut rajat, ja ohjelma ilmoittaa tietyn yhtälön olevan epäkelpo. Jos ylitys on pieni, se ei välttämättä vaikuta paljoa lopputulokseen. MHM- ja LTM-ajoissa kaikki varoitukset johtuivat läm-

mönkysyntäyhtälön epäkelpoisuudesta, mutta ylitykset olivat vain 5 kilowattituntia. HIST-ajossa esiintyi edellä kuvattujen lisäksi myös kaksi noin 20 MWh:n ylitystä. Kaikki varoitukset päätettiin jättää niiden pienen koon vuoksi huomiotta.

Taulukko 6.1. Yhteenveto lopullisista simuloinneista

menetelmä	ratkaisuaika (tt.mm)	varoituksia	keskeytyksiä ^a
MHM	19.23	8	1
LTM	23.18	14	6
HIST	23.01	10	12

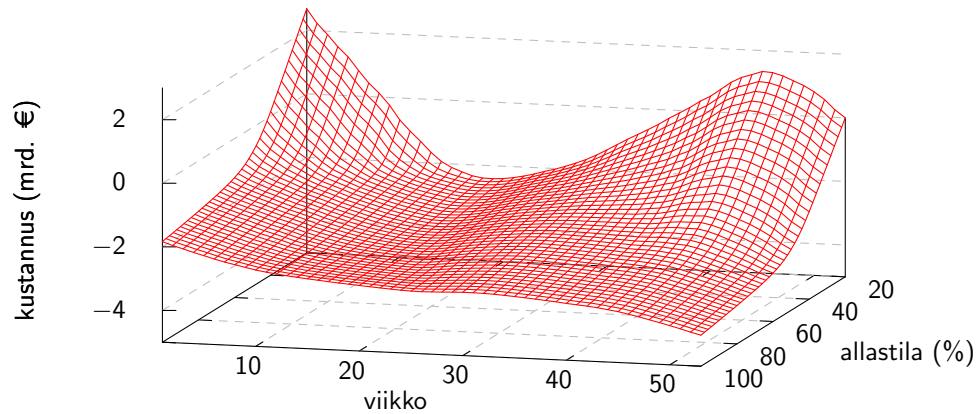
^a Ratkaisuja vuodessa yhteensä 2916. Kaikkien ajojen ensimmäinen optimointi keskeytyi.

Mallinnusajoissa tapahtui myös vaihteleva määrä ratkaisijan keskeytyksiä. Keskeytykset ovat aiheutuneet ratkaisijan *nodelim*-rajoituksen täyttymisestä. Kaikkien ajojen ensimmäinen optimointi keskeytyi, sillä tehtävän alkuarvoja ei saatu asetettua oikein. MHM-ajossa tämä oli myös ainoa keskeytys. LTM-ajossa tapahtui 7 ja HIST-ajossa 16 keskeytystä. Tämän ei kuitenkaan todettu vaikuttavan ratkaisevasti loppuvuoden optimointiin. Vuoden aikana ohjelma laskee yhteensä 2916 ratkaisua (kolmen tunnin välein), joten aiheutuneet keskeytykset ovat hyvin pieni osa kokonaaisuudesta. Taulukossa mainitut suoritusajat eivät ole tarkasti vertailukelpoisia, sillä ratkaisuaika riippuu tietokoneen muusta kuormituksesta. Osa ajoista tehtiin päivällä muun työn ohessa ja osa yöllä. Ne ovat kuitenkin suuntaa-antavia. LTM ratkaistaan uudestaan joka päivä, mutta MH-malli ajetaan vain kerran vuoden alussa. Tämä saattaa vaikuttaa jonkin verran simulontiaikaan. MH-mallin optimointiratkaisun löytäminen kestää tässä työssä käytetyillä asetuksilla noin minuutin. Vaikka HIST-toteutusta ei hidasta apumalli, on ulkoisen vedenkäytön optimoinnin puuttuminen silti ratkaisuaajan perusteella rasite. Seuraamalla historiallisia allastiloja päästiin vain noin neljännestunnin nopeampaan suoritukseen kuin LTM-ajossa.

6.2.1 MH-mallin kokonaiskustannus ja vesiarvomatriisit

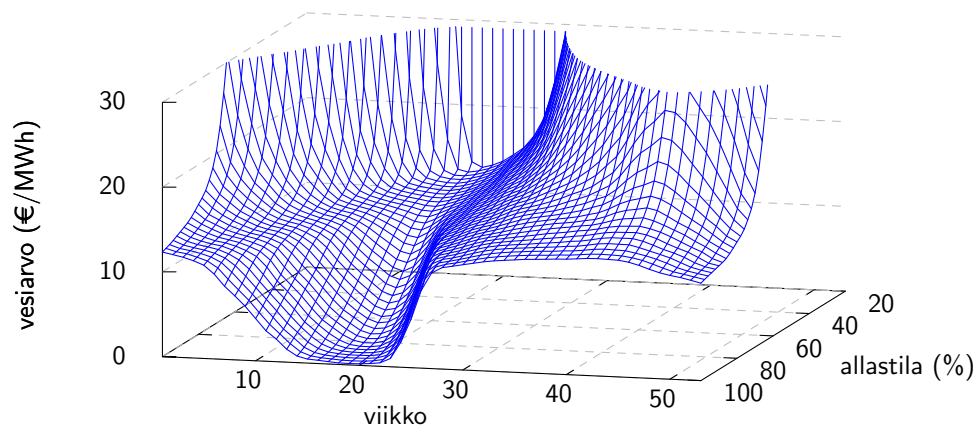
Kuvassa 6.1 on esitetty pelkän MH-mallin tuloksena saatu järjestelmän kokonaiskustannuksen odotusarvo ajan ja todellisen allastilan täyttöasteen funktiona. Kustannuksen nollakohta on mallissa määriteltä vuodelle loppuun tyhjälle altaalle, mistä johtuvat kuvassa näkyvät negatiiviset arvot. Tämä ei kuitenkaan vaikuta vesiarvon derivointiin.

Kuvassa 6.2 on esitetty kokonaiskustannuksen derivaatta eli vesiarvo, joka on muodostettu kaavalla (5.1). Allastilan alarajalla (20 %) vesiarvo määriteltiin saamaan erittäin suuri arvo, mistä johtuu kuvassa näkyvä pystysuora osuus. Vesiarvon kuvaajassa voidaan nähdä 10 ja 15 €/MWh välissä selvä porras, joka muodol-



Kuva 6.1. Järjestelmän kokonaiskustannuksen odotusarvo MH-mallin mukaan. Allastaso on osuus todellisesta kapasiteetista.

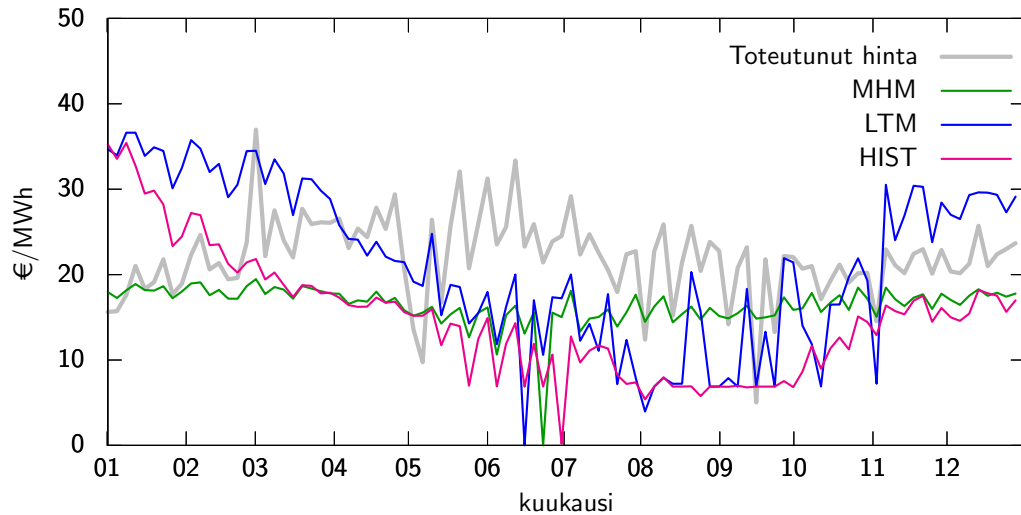
taan viikko–allastila-tasossa vastaa vesialtaiden keskimääräistä käyttöä pohjoismaisissa (vrt. kuva 6.4). Oletettavasti malli käyttää vettä siten, että allastila pysyttelee tällä alueella. Kuvasta on jätetty pois korkeat arvot, jotta oleellisin hinta-alue näkyy selvemmin, ja on epätodennäköistä, että allastila saisi matalia arvoja alku- tai loppuvuodesta.



Kuva 6.2. MH-mallin kokonaiskustannuksesta derivoitu vesiarvo ajan ja allastilan funktiona

6.2.2 Sähkön marginaalikustannukset

Sähkön marginaalikustannus on JMM:n tärkeimpiä tuloksia, ja sen pitäisi teoriassa vastata sähkön markkinahintaa. Kuvaan 6.3 on piirretty kolmen eri mallinusajon tuottama keskimääräinen marginaalikustannus etukäteismakkinoilla sekä toteutunut keskihinta Suomessa.



Kuva 6.3. Simuloitu sähkön keskimääräinen marginaalikustannus sekä toteutunut keskihinta etukäteismarkkinoilla Suomessa vuonna 2001. Historiatieto: NordPool

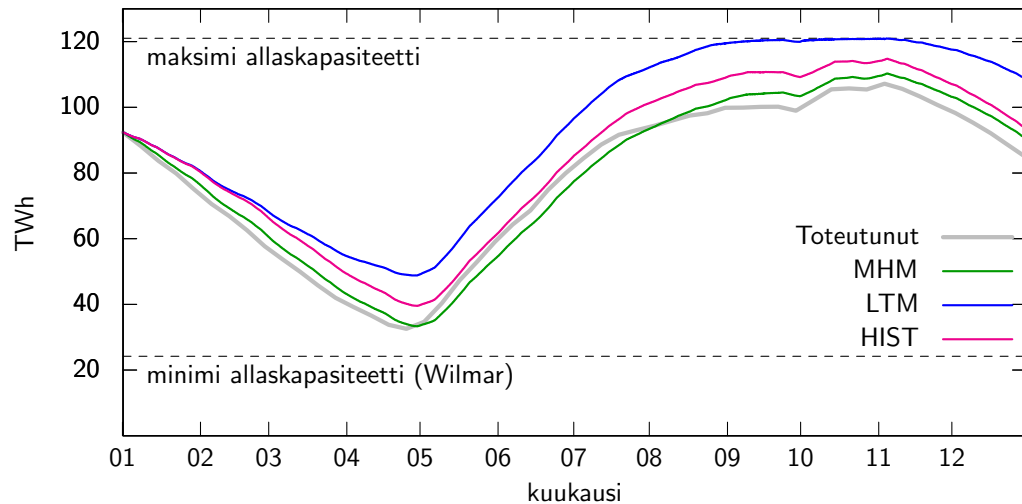
Yksikään malleista ei pärjää kovin hyvin suhteessa toteutuneeseen markkinahintaan. MH-mallin kanssa simuloitu tulos (MHM) on kuitenkin lähimpänä todellista vuositason keskiarvoa, noin 20 €/MWh, vaikka vaihtelu onkin paljon pienempää kuin toteutuneella hinnalla. LTM- ja HIST-ajojen tuottamat kustannukset ovat vuoden alussa melko korkealla, yli 30 €/MW, mutta laskevat kesäkuuhun mennessä alle MHM-ajon tason. MHM ja HIST-ajoissa keskimääräinen kustannus käy jopa nollassa heinäkuussa, mutta tätä voidaan pitää mallista johtuvana virheenä. Loppuvuodesta LTM-ajon kustannukset vaihtelevat paljon ja nousevat lopuksi yli toteutuneen keskihinnan. HIST-ajossa kustannukset nousevat loppuvuodesta MHM-ajon tasolle.

Toteutuneen markkinahinnan voi kuitenkin aina olettaa olevan simuloituja kustannuksia korkeampi, koska todelliset markkinat eivät ole täydelliset. Myös voimalaitosten huoltojaksot ja satunnaiset vikaantumiset nostavat kustannuksia, mutta niitä ei tässä yhteydessä tarkasteltu.

6.2.3 Vesivarastojen tila

Vesivoiman käyttöä voidaan tutkia tarkastelemalla varastoaltaiden tilaa vuoden aikana. Kuvassa 6.4 on esitetty kolmella eri mallilla simuloidut tulokset ja vertailutietona historiallinen toteuma yhteenlasketun allastilan osalta.

MHM- ja HIST-ajot antavat varsin hyvät tulokset yhteenlasketulle varastotilalle. LTM:n kanssa JMM käyttää selvästi vähemmän vettä, mikä johtuneee korkeista vesiarvoista. MHM-ajon antama tulos allastilalle on loppuvuodesta hieman koholla, eli vesivoimaa on käytetty vähemmän kuin todellisuudessa. Historiallisia allastilo-



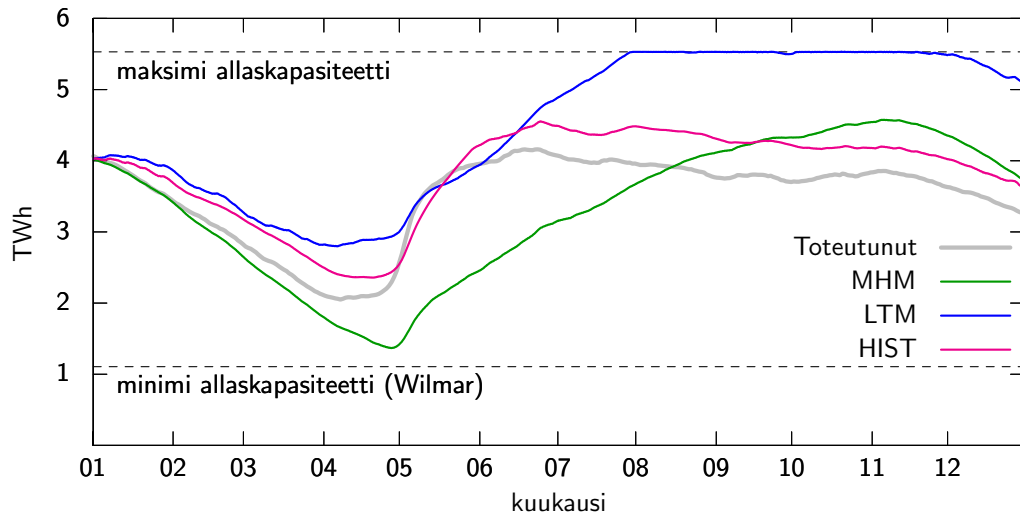
Kuva 6.4. Simuloitu vesivarastojen yhteenlaskettu tila Suomessa, Ruotsissa ja Norjassa verrattuna toteutuneeseen. Historiatieto: Wilmar-syötetietokanta ja [17; 59]

ja seuraamalla saatu tulos (HIST) on lähes koko vuoden hiukan toteutuneen arvon yläpuolella, mikä johtune asetetusta marginaalista.

Norjan allaskapasiteetti vastaa reilua kahta kolmannesta koko pohjoismaisesta kapasiteetista, joten sen käyttäytyminen on profililtaan lähes vastaava kuvan 6.4 kanssa. Pelkän Suomen osalta vesialtaiden käyttöprofiili on hyvin erilainen, sillä Suomen altaat käsittävät alle viisi prosenttia kaikesta allaskapasiteetista. Kuvassa 6.5 on esitetty mallinnustulokset Suomen vesialtaiden osalta ja vertailuna historia-tieto. Koska Suomen vesivarastot ja vesivoimakapasiteetti ovat vain murto-osa koko Pohjoismaihin verrattuna, tämän yksityiskohdan tarkka simulointi on vaikeaa. Suurten altaiden käyttöprofiili dominoi myös pieniä altaita, sillä vesiarvomatriisit ovat samat.

HIST-ajo antaa profililtaan parhaan tuloksen, joka on kuitenkin asetetun marginaalin verran korkeampi kuin toteutunut arvo lähes koko vuoden ajan. MH-mallin kanssa JMM käyttää kevättulvien aikaan selvästi runsaammin vettä, ja loppuvuonna allastason profiili vastaa enemmän Pohjoismaiden yhdistettyä allastilaa kuin Suomen toteutunutta. Lopputila on kuitenkin lähes sama kuin HIST-ajossa eli noin 15 % korkeammalla kuin toteutunut. LTM-ajon tuloksessa vettä on käytetty selvästi vähemmän, mikä johtuu korkeista vesiarvoista. Keväällä altaat lasketaan vain puolilleen, ja loppuvuodesta niiden annetaan olla täynnä. Vasta aivan vuoden lopussa allastila laskee hieman.

Kuvista 6.4 ja 6.5 nähdään myös, että LTM-ajojen allastilan loppuarvo ei vastaa alkutilaa, vaan varastoon jää selvästi enemmän vettä kuin vuoden alussa. Tällaista



Kuva 6.5. Simuloitu vesivarastojen tila Suomessa verrattuna toteutuneeseen [17]

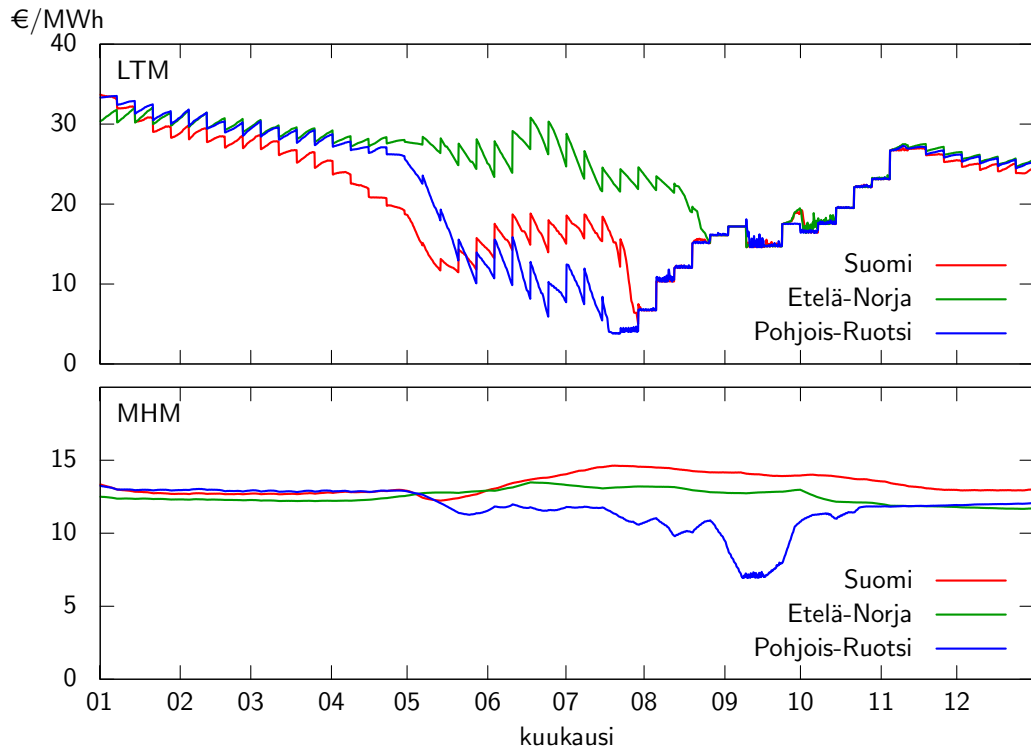
käytöstä on vaikea perustella, ja se lienee vika LTM:ssa. Syy saattaa olla allastilan nimelliskehityksen ratkaisevan osamallin puuttuminen.

6.2.4 Vesiarvot

Simulointivuoden aikana JMM:ssa toteutuneet vesiarvot on piirretty ajan funktiona kuvaan 6.6, kun käytössä oli LTM (ylempi) tai MH-malli (alempi). Vesiarvon käyttäytyminen on esitetty kolmella aluella: Suomessa, Pohjois-Ruotsissa ja Etelä-Norjassa. Etelä-Norjan allaskapasiteetti on noin kymmenkertainen verrattuna Suomeen ja Pohjois-Ruotsissa noin kuusinkertainen, minkä vuoksi ne valittiin vertailuun.

Kuviot ovat hyvin erilaiset, mikä kertoo mallien erilaisesta tavasta käsitellä samaa ongelmaa. MH-mallin kanssa vesiarvot ovat melko vakaat ja pysyttelevät pääosan vuodesta hiukan alempana kuin järjestelmän marginaalikustannukset (vrt. kuva 6.3). Teorian mukaan vesiarvon pitäisi olla sama kuin järjestelmän marginaalikustannukset, joten ilmeisesti MH-mallin liittäminen kaipaa vielä kalibrointia. Ruotsissa toteutunut vesiarvo vaihtelee loppukesästä ja syksyllä sekä ajautuu värähtelyyn syyskuussa, mikä johtuu altaan täyttymisestä ja ohijuoksutuksesta. Täyttymisen syy on paikallisesti suuri virtaama suhteessa vesiarvoihin, jotka on laskettu yhteisesti koko mallinnusalueelle.

LTM:n kanssa tulokset ovat paljon epävakaammat. Ylemmässä kuvaajassa näkyvä sahalaitaisuus johtuu vesiarvojen viikkotason interpoloinnin puuttumisesta, kun JMM käyttää LTM:a. LTM-ajossa Suomen altaiden marginaaliarvo tipahtaa jyrkästi ja käy jopa nollassa. Myös Norjan ja Ruotsin arvot vaihtelevat enemmän kuin MH-mallia käytettäessä.



Kuva 6.6. Varastotilan mukaan toteutunut vesiarvo JMM:ssa. Ylempi kuvaaja LTM- ja alempi MHM-ajo

Vertaamalla yhteenlasketun allastilan kuvaajaa (kuva 6.4) kuvan 6.2 portaan muotoon viikko-allastila-tasossa nähdään, että näillä on selvä yhteys. MHM-ajossa toteutuneiden vesiarvojen keskitaso asettuu lisäksi samaan tasoon portaan kanssa.

6.2.5 Sähkön tuotanto

Lähtötietoina annetut tuotantokustannukset ja mahdolliset resurssirajoitukset eri voimalaitostyypeille määräävät niiden käytön simulointivuoden mittaan. Taulukoon 6.2 on koottu kokonaistuotantomäärät Suomessa koko vuodelta ryhmiteltynä tuotantotavan mukaan sekä sähkön nettotuonti ja kulutus. Ryhmittely on tehty saatavilla olevan historiatiedon mukaisesti. Suomen osalta oli kattavimmin saatavilla tilastotietoa toteutuneesta tuotannosta. Toisaalta, kuten Suomen allastilakuvaajasta 6.5 näkyy, erot asennetussa kapasiteetissa suhteessa koko pohjoismaiseen järjestelmään tuovat helpommin esiin mallinnuksen virheitä.

Vuoden kokonaiskulutus tulee kaikille malleille Wilmar-tietokannasta, ja se on reilut kaksi terawattituntia pienempi kuin toteutunut, koska siinä ei huomioida alueiden sisäisen sähkönsiirron häviöitä. Kuvassa 6.7 on esitetty eri tuotantomuotojen prosentuaalinen osuus sähkön hankinnasta.

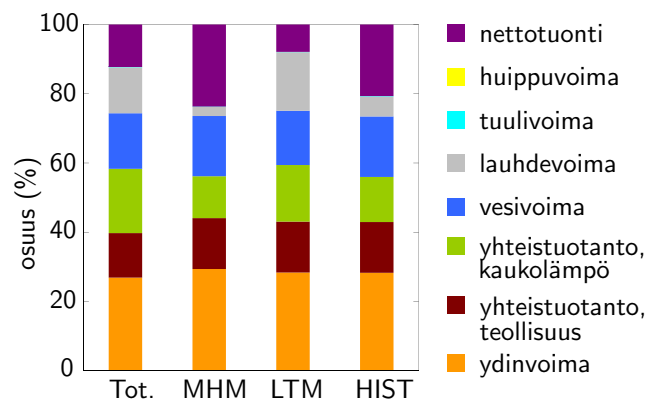
Suomen osalta sekä MHM- että HIST-ajo käyttää selvästi enemmän tuontisähköä

Taulukko 6.2. Sähkön hankinta lähteittäin Suomessa vuonna 2001, toteutuneet arvot [60] ja JMM:lla simuloidut tulokset

	Toteutunut		Simuloidut					
	(TWh)	(%)	MHM		LTM		HIST	
ydinvoima	21,85	27,7	23,23	29,4	22,43	28,4	22,36	28,3
yhteistuotanto, teollisuus	10,42	13,2	11,60	14,7	11,60	14,7	11,60	14,7
yhteistuotanto, kaukolämpö	15,08	19,1	9,58	12,1	12,92	16,4	10,28	13,0
vesivoima	13,02	16,5	13,72	17,4	12,36	15,6	13,80	17,5
lauhdevoima	10,78	13,6	2,06	2,6	13,37	16,9	4,55	5,8
tuulivoima	0,07	0,1	0,08	0,1	0,08	0,1	0,08	0,1
huippuvoima	0,01	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
nettotuonti	9,96	12,6	18,73	23,7	6,24	7,9	16,34	20,7
yhteensä	81,19	100,0	79,00	100,0	79,00	100,0	79,00	100,0
kulutus	81,19		79,00		79,00		79,00	

ja vesivoimaa kuin todellisuudessa. Kallis lauhdevoima onkin simuloiduissa tuloksissa korvattu vesivoimalla. Vesivoiman suurempi käyttö verrattuna toteutuneeseen on ristiriidassa simuloidun allastilan kanssa. Kuvasta 6.5 nähdään, että simuloidun allastilan kokonaismuutos vuoden aikana (loppu- ja alkutilojen erotus) on kaikissa tapauksissa vähemmän kuin toteutunut lasku noin 0,82 TWh. Tämän pitäisi tarkoittaa pienempää toteutunutta vesivoimatuotantoa. Tämän selittää tietokannan liian suuri tulovirtaama.

Taulukossa 6.3 on eritelty tarkemmin sähkön vientiä ja tuontia. Halpa vesivoima johtaa MHM-ajossa moninkertaiseen tuontiin Ruotsista ja Norjasta, vastaavasti sähkön vienti on huomattavasti vähäisempää. Ruotsista tuodaan myös paljon halpaa ydinvoimaa, koska sitä tuotetaan todellisten huoltoseisokkien puuttuessa enemmän



Kuva 6.7. Sähkön hankinnan jakautuminen lähteittäin Suomessa 2001. Toteutuneet arvot [60] sekä simuloidut kolmella eri tavalla.

Taulukko 6.3. *Sähkön vienti ja tuonti, Suomi 2001. Simuloidut tulokset ja toteutuneet arvot [61]*

	Toteutunut (GWh)	Simuloidut		
		MHM	LTM	HIST
<i>tuonti</i>				
Ruotsi	4 023	10 876	6 441	10 428
Norja	33	466	107	282
Venäjä (netto)	7 660	7 590	7 590	7 590
<i>vienti</i>				
Ruotsi	1 579	140	7 180	1 701
Norja	230	57	716	262
nettotuonti yht.	9 908	16 665	5 325	15 342

kuin todellisuudessa. HIST-ajotapaus vastaa edellistä, mutta sähköä viedään varsinakin Ruotsiin enemmän, mikä johtaa pienempään nettotuontiin. LTM-ajossa Suomen lauhdevoimaa viedään runsaasti, sillä se on tässä tapauksessa vesivoimaa edullisempaa. Tuonti Venäjältä on kaikissa tapauksissa sama, sillä se syötetään kiinteänä aikasarjana.

Tuotanto-osuuksiin vaikuttaa paljon se, että malleissa ei ole käytetty lainkaan voimalaitosten seisokkitietoja. Tämä näkyy etenkin ydinvoiman ylituotannossa, mikä laskee kustannuksia. Teollisuuden yhteistuotanto on kaikissa malleissa sama ja lähellä todellisuutta, mikä johtuu teollisuusvoiman varsin vähäisestä liikkumavarasta, sillä se on tiiviisti kytketty prosessilämmön tarpeeseen. Kaukolämmön yhteistuotanto on kaikilla malleilla vähäisempää kuin todellisuudessa, mutta mallit käyttävät runsaasti lämmityskattiloita kaukolämmön tuotantoon. Tämä johtuu lämmönkulutuksen aggregoinnista suuriksi seuduiksi. Tällöin lämmitykseen ei tarvitse käyttää kalliita öljykattiloita, vaan koko lämmöntarve voidaan kattaa edullisemmilla tuotantomuodoilla, jotka todellisuudessa sijaitsevat eri paikassa kuin kulutus. Myös Suomen kokonaislämmönkulutus on tietokannassa todellista alahaisempi [60]. Tämä johtuu osittain siitä, että mukaan on otettu vain järjestelmät, joissa on sähkön- ja lämmön yhteistuotantoa.

Liitteessä 4 on esitetty kunkin mallin tuntituotantoaikasarjat Suomessa sekä toteutunut tuotanto viikoittaisina keskitehoina. MHM-ajo tuottaa selvästi vakaimman tuloksen. Huipputehot ovat kuitenkin huomattavasti alhaisemmat, alle 10 GW, koska loppu katetaan tässä tapauksessa sähkön tuonnilla. Huomattavaa on pohjatehona toimivan ydinvoiman tasainen tuotanto, joka eroaa muista ajotapauksista. Ydinvoima on MHM-ajossa lähes jatkuvasti käytössä, mikä on seisokkien puutteen huomioiden hyvä tulos. LTM- ja HIST-ajot antavat rikkonaisen ydinvoimatuotannon, mikä ei vastaa todellista käyttöä. LTM-ajossa vesialtaiden täyttyminen loppuvuodesta

(ks. kuva 6.5) johtaa vesivoiman pakkotuotantoon, ja se korvaa edullisempaa ydinvoiman. HIST-menetelmä laskee vesiarvon syksyllä alle ydinvoiman tuotantokustannusten yrittäessään seurata toteutunutta allastilaa. Tämä johtaa myös vesivoiman käyttöön ennen ydinvoimaa.

LTM- ja HIST-ajojen tuotantoaikasarjat ovat MHM-tapausta rikkonaisemmat, ja niissä on voimakkaita vaihteluita viikko- ja kausitasolla. Loppukesälle ja alkusyksylle osuvat ydinvoiman katkokset heiluttavat tuotantoa tarpeettomasti. Huipputehot nousevat kummassakin paikoin hieman yli 12 GW:n, mikä vastaa suurinpiirtein toteutunutta. Todellisuudessa kuitenkin 10 GW:n ylittävä tehoalue katettiin kaasuturbiinituotannolla, mitä simuloituissa tuloksissa ei ole lainkaan. Täydellisen käytettävyyden ja seisokkien puutteen vuoksi lauhdevoimaa on ollut mallissa riittävästi saatavilla, joten kallista huippuvoimaa ei ole jouduttu käyttämään. Vertaamalla toteutuneeseen voidaan todeta, että MHM-ajo tuottaa parhaan tuntituotantoaikasarjan ellei huomioida alhaista kokonaistehoa ja yhteistuotannon vähäisyyttä.

7. JOHTOPÄÄTÖKSET

Tulosten valossa voidaan todeta, että työn tavoite, kehittää uusi tapa vesiarvojen määrittämiseen Wilmar JMM:lle, onnistui. MH-malli on lupaava keino toteuttaa vesiarvolaskenta, vaikka sen ja JMM:n välinen yhteistyö vaatii vielä jonkin verran kehitystyötä. Diplomityön puitteissa saavutettiin kuitenkin mallien yhteenliittäminen, ja jatkotyöskentelyn kohteena on kalibrointi luotettavien tulosten aikaansaamiseksi.

MH-mallin kanssa saavutettiin JMM:n nopein suoritus aika sekä vähiten keskeytyksiä. Nopean optimointimallin ajaminen ennen raskasta JMM:a vaikuttanee suorituskykyyn positiivisesti ohjaten sitä kohti optimaalista vesivarastojen käyttöstrategiaa.

MH-mallin kanssa simuloitaessa JMM tuottaa melko todenmukaisen tuloksen vesivarastojen käyttöä tarkasteltaessa. LTM-ajossa allastilat ovat liian korkealla suhteessa toteutuneeseen, sillä kalibrointimahdollisuuden puuttuessa LTM tuottaa vesiarvot liian korkeiksi läpi vuoden. Historialliseen allastilaan perustuva menetelmä seuraa toteutumaa myös tarkasti, mikä oli odotettua. Tällä menetelmällä ei kuitenkaan voida tehdä ennustetta tulevasta. Muutokset sähköntuotantokapasiteetissa – erityisesti tuulivoiman lisääntyminen – muuttavat myös vesivoiman käyttöä. Mallinnusta ei siten voida perustaa toteutuneelle vedenkäytölle. LTM ja MH-malli käyttävät tilastotietoa virtaamista muodostaakseen tulovirtaaman todennäköisyysjakauman simulointivuodelle.

Sähköntuotannon mallinnustulosten tarkastelu Suomen osalta kertoo paljon käytetyn mallin tarkkuudesta. Vesiarvot vaikuttavat osaltaan vesivoiman käyttöön, mutta toinen tärkeä tekijä on pohjakuorman, esimerkiksi ydinvoiman, käytettävyyden. Jos ydinvoimaa on saatavilla täysi kapasiteetti läpi vuoden, sitä myös käytetään. Tämä vaikuttaa ratkaisevasti sähkön hankintaan Suomessa, erityisesti lauhdevoiman ja tuontisähkön välillä. MH-mallin kanssa simuloitaessa Suomen lauhdetuotanto on lähes kokonaan korvattu tuontisähköllä, mutta korkeiden vesiarvojen LTM-ajossa lauhdevoiman käyttö painottuu.

Vuonna 2001 ei tuulivoimaa vielä ollut asennettuna merkittäviä määriä. Niinpä tämän työn tuloksista ei voida vetää johtopäätöksiä vesivoiman sääntömahdollisuuksista tuulivoiman yhteydessä. Nyt luodulla uudella mallinnustyökalulla voidaan kuitenkin asiaa jatkossa tutkia. Tärkeimmät kehitysalueet MH-mallin kanssa ovat

erilaisten altaiden ja jokivoiman osuuden tarkempi kuvaaminen sekä voimalaitosten huoltoseisokkien määrittely.

JMM:n ja MH-mallin välinen yhteistyö kaipaakaan vielä kalibrointia. Tämä on kuitenkin toteutettavissa helposti kokeilemalla vielä enemmän eri ajotapausparametrien vaikutusta tai muokkaamalla koko MH-mallin toimintaa lähdekoodista käsin. LTM:n toimintaa ei voi kalibroida yhtä yksityiskohtaisesti, ja sen lähdekoodin saaminen on osoittautunut hankalaksi.

MH-mallin käyttäminen vesiarvolaskentaan Wilmar JMM:n kanssa vaikuttaa lupaavalta. Seuraavassa on esitetty jatkokehitysideoita mallien yhteistoiminnan parantamiseksi.

Erilaisten altaiden kuvaaminen MH-mallissa ja JMM:ssa. MH-mallissa on käytössä vain yksi yhteenlaskettu varastoallas. Todellisuudessa koko pohjoismainen vesivoimajärjestelmä koostuu useista eri kokoisista altaista ja niitä yhdistävistä joista. Käsiteltäessä koko varastokapasiteettia yhtenä kokonaisuutena on altaiden käsittely todellista joustavampaa. Tietyn jokijärjestelmän varastoaltaiden tyhjentyessä putoaa vesivoimateho nolnaan, mikä on erittäin epäedullinen tilanne. Tätä estämään on JMM:iin määritetty varastoaltaiden alaraja. Uutena ratkaisuna voisi olla esimerkiksi aggregointi muutamiin erilaisiin allastyyppeihin koon ja käyttötarkoituksen mukaan. Myös vesivoimakoneisto pitäisi tällöin jakaa eri allastyypin kesken. Kullekkin allastyypille laskettaisiin oma vesiarvomatriisi, joka ohjaisi altaan käyttöä.

Tämä vaatisi MH-mallin perusteellista uudelleenrakentamista ja hyvää tuntemusta MH-mallin nykyisestä toimintaperiaatteesta ohjelmointityön toteuttamiseksi. Vaihtoehtona on uuden vesivoimamallin luominen käyttäen joko SDP:tä perustuen MH-malliin tai uusia kehittyneempiä algoritmeja. Esimerkiksi stokastinen duaalinen dynaaminen ohjelmointi (SDDP) mahdollistaa allastilan kuvaamisen jatkuvana arvona ilman diskretisointia, jolloin altaita voi helposti olla useampia [62].

Jokivoiman osuus MH-mallissa Jokivirtaaman ja jokivoiman osuudet on MH-mallissa määritetty kiinteiksi parametreiksi. Koska osuudet vaihtelevat huomattavasti vuodeajan ja alueen mukaan, olisi ne hyvä määritellä mallissa uudelleen. Osuudet voisi määritellä esimerkiksi aikasarjana viikon tarkkuudella. Toinen ratkaisu on vähentää MH-mallin näkemästä nettokulutuksesta myös jokivoimatuotannon aikasarja¹. Tällöin myös vuotuiset tulovirtaamat pitää määritellä uudestaan siten, että niihin huomioidaan vain varastoaltaisiin tuleva vesimäärä. Samaa vesivoimakapasiteettia käytetään kuitenkin sekä säännösteltynä että jokivoiman tuotantoon, joten

¹ Wilmar-syötetietokannassa olevasta jokivirtaaman aikasarjasta on vähennetty ylivirtaama eli se vastaa jokivoimatuotantoa.

käytettävissä olevan kapasiteetin määrittely on hankalaa. Kapasiteetista pitäisi vähentää jokin osuus, jotta sen arvo ei jäisi virtaamaan nähden liian suureksi.

Voimalaitosten käyttökatkojen määrittäminen Wilmar-tietokantaan Nykyisessä tietokannassa ei ole lainkaan määritelty voimalaitosten käyttökatkoja eli seisokkeja. Ongelman muodostavat suuret aggregoidut yksikköryhmät, joiden sisältämällä laitoksilla ei välttämättä ole yhteisiä seisokkeja. Lisäksi kasvanut tuulivoiman käyttö voi muuttaa laitosten taloudellisesti optimaalista huoltoaikataulutusta.

Huoltokatkosten optimointiin voitaisiin kehittää uusi apumalli. Malli olisi toiminnaltaan yksinkertainen markkinamalli, jossa lisärajoitteena olisi kullekin voimalaitokselle määritelty huollon vähimmäisaika. Tavoitteena olisi minimoida kustannukset kattaen samalla sähkön kysyntä. Lisäksi käytettävissä olevan kapasiteetin tulisi kattaa kulutus tilanteissa, joissa tuulivoimatuotanto ja muut vaihtelevat tuotantomuodot saavat tilastollisen minimiarvon. Mallin tuloksena saataisiin huoltoseisokit kullekin yksikköryhmälle, ja ne annettaisiin syötteenä JMM:lle.

Vesivoiman muuttuvat kustannukset Vesivoiman tuotannon muuttuvat kustannukset Wilmar-syötetietokannassa kuvaavat lähinnä erilaisista allas- ja jokijärjestelmistä johtuvia eroja vesivoimakapasiteetissa. Laitosten todellisia käyttökustannuksia on erittäin hankala arvioida. Kustannusrakennetta joudutaan kuitenkin tutkimaan lisää, jos vesivoimaa jaetaan eri kokoihin allasluokkiin. Samalla MH-mallin vesivoiman kustannuksia kuvaavien pääparametrien käyttö olisi hyvä miettiä uudelleen. Kustannukset voitaisiin määritellä esimerkiksi allastyypin tai aluekohtaisesti.

Tuulivoiman stokastiikka MH-mallissa MH-malli ei tällä hetkellä käsittele muita stokastisesti käyttäytyviä tuotantomuotoja kuin vesivoimaa. Tuulivoimakapasiteetin kasvattamisen vaikutuksia tutkittaessa pitäisi myös MH-mallin kyetä otta-
maan huomioon tuulivoimatuotannon epävarmuus ja siitä aiheutuva kustannustason nousu. Tämä vaatii MH-mallin toiminnan muuttamista ja uuden häiriömuuttujan lisäämistä sen dynaamiseen yhtälöön. Nyt käytössä oleva kulutuksen vaihtelu on mallinnettu viikkotasolla, mutta tuulivoiman tehovaihtelu tapahtuu pääasiassa tuntien mittakaavassa. Tuulivoimantuotannon vaihtelu olisi mahdollista kuvata stokastisen kysynnän vaihtelun avulla, jos MH-mallin aika-askelta lyhennettäisiin vuorokaudeksi tai tunniksi. Suurempi määrä aika-askelia hidastaa mallin toimintaa, mutta sillä saavutettaisiin parempi tarkkuus. Koska JMM:n ratkaisuaika on kuitenkin useita tunteja, ei MH-mallin pieni hidastuminen vaikuta paljoa.

LÄHTEET

- [1] Haas, R. Regulierung und Markt in der Energiewirtschaft. Sommersemester 2008. Wien 2008, Technische Universität Wien, Insitut für Elektrische Anlage und Energiewirtschaft, Energy Economics Group.
- [2] Kauniskangas, M. Hyvä tietää sähkömarkkinoista. 2010. Energiateollisuus ry ja Fingrid Oyj. 22 s.
- [3] History [WWW]. Nord Pool Spot AS. [Cited 1/12/2010]. Available at: <http://www.nordpoolspot.com/about/History/>.
- [4] The Nordic Electricity Exchange and the Nordic Model for a Liberalised Electricity Market [pdf]. Nord Pool Spot AS. Updated 24/8/2009 [cited 1/12/2010]. Available at: <http://www.nordpoolspot.com/PowerMaket/>.
- [5] Söder, L. & Amelin, M. Efficient Operation and Plannig of Power Systems. Ninth edition. Stockholm 2008, Royal Institute of Technology, Electric Power Systems. 222 p.
- [6] Holttinen, H. Tuulivoima energiajärjestelmässä. Tuulivoima tutuksi -kurssi, TKK Dipoli, 16.4.2010. Espoo 2010, VTT.
- [7] Helander, A., Holttinen, H. & Paatero, J. Impact of wind power on the power system imbalances in Finland. IET Renewable Power Generation 4(2010)1, pp. 75–84.
- [8] Description of Balance Regulation in the Nordic Countries – Report by the Nordel Market Development Group [WWW]. Organisation for the Nordic Transmission System Operators. Updated 31/03/2008 [cited 27/10/2010]. Available at: <https://www.entsoe.eu/index.php?id=64>.
- [9] Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM) – Information for User. European Transmission Control Operators. Updated 3/2010 [cited 27.10.2010]. Available at: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/entsoe_NTCUsersInformation.pdf.
- [10] Raiko, R. & Kirvelä, K. Energiatekniikan perusteet. Luentomoniste. Tampere 2006, Tampereen teknillinen yliopisto, Ympäristötekniikan osasto, Energia- ja prosessitekniikka. 175 s.
- [11] Pirilä, P. Energiatalous. Espoo 2008, Teknillinen korkeakoulu, Energiatekniikan laitos. 34 s.

- [12] Weber, C. Uncertainty in the Electric Power Industry: Methods and Models for Decision Support. Dordrecht 2005, Kluwer Academic Publishers. 291 p.
- [13] Kiviluoma, J. Tutkija, VTT. Espoo. Keskustelua diplomityön tekoon liittyen 2010.
- [14] Førsund, F.R. Hydropower Economics. Vol. 112. Boston 2008, Springer. 261 p.
- [15] Førsund, F.R. Hydropower Economics. Oslo 2005, University of Oslo, Department of Economics, Memorandum No 30/2005. 48 p.
- [16] Lefebvre, M. Applied Probability and Statistics. New York 2006, Springer. 356 p.
- [17] Waterpower situation: Reservoir content and inflow energy, Reference data 1978–2008 [WWW]. Finnish environmental administration. [Cited 8/7/2010]. Available at: <http://wwwi2.ymparisto.fi/i2/finergy/indexe.html>.
- [18] Stiebler, M. Wind Energy Systems for Electric Power Generation. Berlin 2008, Springer-Verlag. 193 p.
- [19] Annual Statistics [WWW]. European Network of Transmission System Operators for Electricity. [Cited 3/12/2010]. Available at: <https://www.entsoe.eu/index.php?id=65>.
- [20] Unger, T. (ed.), Springfieldt, P.E., Tennbakk, B., Ravn, H., Havskjold, M., Nieminen, J., Koljonen, T., Fritz, P., Koreneff, G., Rydén, B., Lehtilä, A., Sköldberg, H., Jakobsson, T. & Honkatukia, J. Coordinated use of Energy system models in energy and climate policy analysis – Lessons learned from the Nordic Energy Perspectives project. Mölndal 2010, Nordic Energy Perspectives. 91 p.
- [21] Wollenberg, B.F. & Wood, A.J. Power Generation Operation and Control. 2nd Edition. 1996, John Wiley & Sons. 584 p.
- [22] Rajakaski, A. Electricity market models as an analysis tool for a transmission system operator – A comparative assessment within Nordic experience. Master's Thesis. Espoo 2010, Aalto University School of Science and Technology, Department of Energy Technology. 92 + 20 p.
- [23] Vanderbei, R.J. Linear Programming: Foundations and Extensions. Dordrecht 2008, Springer. 464 p.
- [24] Bertsekas, D.P. Dynamic Programming and Stochastic Control. New York 1976, Academic Press. Mathematics in Science and Engineering 125. 397 p.

- [25] Tamminen, E., Kekkonen, V. A Dynamic programming model for forecasting the prices on an electricity market with stochastic demand and water inflow, I Theory. TESLA Research Program. Espoo 2001, VTT Energy, Research Report ENE6/38/01. 25 p.
- [26] Bellman, R.E. Dynamic Programming. Princeton 1957, Princeton University Press.
- [27] Hu, Q. & Yue, W. Markov Decision Processes With Their Applications. Advances in Mechanics and Mathematics, volume 14. 2008, Springer. 297 p.
- [28] Terry, L.A., Pereira, M.V.F., Neto, T.A.A., Silva, L.F.C.A. & Sales, P.R.H. Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System. Interfaces 16(1986)1, pp. 16-38.
- [29] Labadie, J.W. Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the-Art Review. Journal of Water Resources Planning and Management 130(2004)2, pp. 93–111.
- [30] Wallace, S.W. & Fleten. S.-E. Stochastic Programming Models in Energy. In: Ruszczyński, A. & Shapiro, A. (eds.). Handbooks in Operations Research and Management Science. Volume 10. 2003, Elsevier. pp. 637–677.
- [31] Philbrick, C.R., & Kitanidis, P.K. Limitations of deterministic optimization applied to reservoir operations. Journal of Water Resources Planning and Management 125(1999)3, pp. 135–142.
- [32] Flatabø, N., Olaussen, E., Hornnes, K., Haugstad, A., Johannesen, A. & Nyland, S. EFI's Models for Hydro Scheduling. Trondheim 1988, SINTEF Energy Research. Technical report TR 3483. 44 p.
- [33] Stage, S. & Larsson, Y. Incremental Cost of Water Power. Transactions of the American Institute of Electrical Engineering 80(1961), pp. 361–364.
- [34] Lindqvist, J. Operational of a Hydrothermal Electric System: A Multistage Decision Process. Transactions of the American Institute of Electrical Engineering 81(1962)3, pp. 1–6.
- [35] Wolfgang, O., Haugstad, A., Mo, B., Gjelsvik, A., Wangensteen, I. & Doorman, G. Hydro reservoir handling in Norway before and after deregulation. Energy 34(2009)10, pp. 1642–1651.
- [36] Ravn, H.F. WILMAR Deliverable D6.2 (c): The WILMAR Long Term Model. 2006. 20 p.

- [37] Dueholm, L. & Ravn, H.F. Modelling of short term electricity prices, hydro inflow and water values in the Norwegian hydro system. Proceedings of the 6th IAEE European Conference, Zürich 2004. Technical University of Denmark, Informatics and Mathematical Modelling.
- [38] Hydro-thermal operation and expansion planning [WWW]. SINTEF Energy Research. Updated 25/3/2008 [cited 31/12/2010]. Available at: <http://www.sintef.no/Home/SINTEF-Energy-Research/Expertise/Hydro-thermal-operation-and-expansion-planning/>.
- [39] Lyhyt kuvaus MH-mallissa käytetystä menetelmästä. Liite A. Teoksessa: Kekkonen, V. & Pursiheimo, E. Selvitys sähkön tuontimahdollisuuksista Suomeen pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta. Espoo 2005, VTT Working Papers 16. ss. A1–A9.
- [40] Nørgård, P. (ed.). Fluctuations and predictability of wind and hydropower. Roskilde 2004, Risø National Laboratory, Risø-R-1443(EN). 71 p.
- [41] Meibom, P., Morthorst, P.E., Nielsen, L.H., Weber, C., Sander, K., Swider, D. & Ravn, H. Power System Models – A Description of Power Markets and Outline of Market Modelling in Wilmar. Roskilde 2003, Risø National Laboratory, Risø-R-1441(EN). 65 p.
- [42] Kiviluoma J., & Meibom P. Influence of wind power, plug-in electric vehicles, and heat storages on power system investments. *Energy* 35(2010)3, pp. 1244–1255.
- [43] Holttinen, H., Meibom, P., Orths, A., Lange, B., O'Malley, M., Tande, J.O., Estanqueiro, A., Gomez, E., Söder, L., Strbac, G., Smith, J.C. & van Hulle, F. Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration. *Wind Energy* (2010), in press, published online. DOI: 10.1002/we.410.
- [44] Agersbæk, G. Wind Power: Operation and Market issues [pdf]. EWEA Policy Conference: Large Scale Integration of Wind Energy, Brussels, 7–8 November 2006. [Cited 9/12/2010.] Available at: <http://www.ewea.org/index.php?id=233>.
- [45] Meibom, P., Barth, R., Brand, H., Hasche, B., Swider, D., Ravn, H. & Weber, C. Final Report for All Island Grid Study Work-stream 2(b): Wind Variability Management Studies. Roskilde 2007, Risø National Laboratory. 136 p.

- [46] Meibom P., Weber, C., Barth R. & Brand, H. Operational costs induced by fluctuating wind power production in Germany and Scandinavia. *IET Renewable Power Generation* 3(2009)1, pp. 75–83.
- [47] WILMAR Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets [WWW]. Risø National Laboratory, Denmark. Updated 11/2006 [cited 20/5/2010]. Available at: <http://www.wilmar.risoe.dk>.
- [48] Meibom, P. Larsen, H.V., Barth, R. Brand, H., Weber & C. Voll, O. Wilmar Joint Market Model Documentation. Roskilde 2006, Risø National Laboratory, Risø-R-1552(EN). 59 p.
- [49] Tuohy, A., Meibom, P., Denny, E. & O'Malley, M. Unit Commitment for Systems With Significant Wind Penetration. *IEEE Transactions on Power Systems* 24(2009)2, pp. 592–601.
- [50] Sørensen, P., Norheim, I., Meibom, P. & Uhlen, K. Simulations of wind power integration with complementary power system planning tools. *Electric Power Systems Research* 78(2008)6, pp. 1069–1079.
- [51] Kiviluoma, J., Meibom, P. Wilmar Deliverable D6.2 (f): Documentation of databases in the Wilmar Planning tool. Roskilde 2006, Risø National Laboratory, Risø-R-1554(EN). 34 p.
- [52] Kekkonen, V. MH-kehitys vuonna 2007 (MH-kehitys_2007.doc). 13.11.2007, VTT. Asiakirja. 19 s.
- [53] Tamminen, E., Wistbacka, M. Capacity and cost models for thermal power systems with random outages of plants. TESLA Research Program. Espoo 2001, VTT Energy, Research Report ENE6/44/01. 25 p.
- [54] Tamminen, E., Kekkonen, V. A Dynamic programming model for forecasting the prices on an electricity market with stochastic demand and water inflow, II Detailed structure of the optimisation sub-model. TESLA Research Program. Espoo 2001, VTT Energy, Research Report ENE6/38/01. 14 + 2 p.
- [55] Kekkonen, V. Lähtötiedot ja tulosteet (ohj_doc_io.doc). 21.12.2006, VTT. Ohjelmadokumentti, SDP. 15 s.
- [56] Kekkonen, V. Voimalaitosten kapasiteettitiedot EIC-laskentaa varten (ohj_doc_kapasiteetti.doc). 21.12.2006, VTT. Ohjelmadokumentti, SDP. 11 s.
- [57] Kekkonen, V. Viikkotiedot (ohj_doc_viikkotiedot.doc). 21.12.2006, VTT. MH-dokumentti. 6 s.

- [58] Huttunen, Markus. Hydrologi, Suomen ympäristökeskus. Sähköpostikeskustelu, joulukuu 2010.
- [59] Water reservoir statistics [WWW]. SSB, Statistics Norway. [Cited 14/7/2010]. Available at: http://www.ssb.no/vannmag_en/tab-01-en.shtm.
- [60] Sähkön ja lämmön tuotanto [WWW]. Tilastokeskus. Päivitetty 13.10.2009 [viitattu 13.7.2010]. Saatavissa: <http://www.stat.fi/meta/til/salatuo.html>.
- [61] Sähkön nettotuotanto, tuonti ja vienti (GWh) Suomessa [Excel-taulukko]. Energiategollisuus ry. Päivitetty 10.12.2002 [viitattu 27.10.2010]. Saatavissa: <http://www.energia.fi/fi/tilastot/pikatilasto/2002>.
- [62] Pereira, M.V.F. Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems 11(1989)3, ss. 161-169.

LIITE 1: MH-MALLIN SYÖTETIEDOSTOT

Ajotapaustiedosto defset.txt

```

/* mh-model_settings.txt
/* For use with WILMAR

G_path .

/* Update manually from WILMAR ID
G_nareas 5
          DEN FIN NOR SWE PSE
G_ni 23
G_vesikust 3.93
G_eic_maxteh 45000
G_jokiosuus 0.227
G_joki_p_osuus 0.179 /* 0.114
/* *****

G_aikaoptio 3
G_valuutta EUR
G_maxiter 5
G_tol 0.1
G_nx1 51
G_nx2 1
G_nj 1
G_x2_min 0
G_x2_max 0
G_ohikust 0
G_tilakust 0
G_kulutustaso 1
G_sl_korrel 1
G_old_eic 0

G_eic_ask 30
G_eic_inc 1
G_eic_bu_kerr 1
G_eic_bu_min 0
G_eic_minteh 00
G_s2_split 10
G_hyvityskorjaus 0
G_ran_ran 0
G_enable_extra 0
G_test 0
G_th_rap_y 1
G_jak_on 0
G_co2_price 0
G_hinta_out SYS
G_x1_sidottu 0
G_x1_alkuvapaa 0
G_vesivuosi 1
G_tulovsidonta 1
G_aluehinta 1
G_th_scale 1
G_lumitila 0
G_recent_price 1
G_history 1
G_C 0
G_sade 0
G_hintajoustoportaat 0
G_sade_unit 0
EOF

```

Kapasiteettitiedosto fin2001.cap

3007	CIP	WW2	1484	1	1	0.442	0.87	0.1867	0
3038	CHP	WW2	122	1	1	3.247	0.9	0.3327	0
3046	CON	WW2	104	1	1	2.678	0.362	0	0
3036	CHP	PE2	656	1	1	6.066	0.87	0.3214	0
3006	CIP	PE2	301	1	1	0.442	0.87	0.1864	0
3048	CON	PE2	154	1	1	2.029	0.396	0	0
3045	CON	PE2	133	1	1	2.812	0.4	0	0
3032	NUC	NU2	2656	4	1	4.017	0.37	0	0
3005	CIP	NG2	821	1	1	2.892	0.87	0.1865	0
3044	CON	NG2	531	2	1	2.142	0.419	0	0

3051	CHP	NG2	463	1	1	0.754	0.9362	0.4892	0.522
3050	CHP	NG2	163	1	1	2.678	0.9	0.45	0
3035	CHP	NG2	1067	1	1	2.892	0.87	0.3213	0
3010	GTU	LO2	878	1	1	1.339	0.306	0	0
3043	CON	FO2	210	1	1	2.41	0.4	0	0
3039	CON	FO2	160	1	1	1.303	0.476	0	0
3004	CIP	FO2	114	1	1	3.254	0.87	0.1864	0
3034	CHP	FO2	107	1	1	3.254	0.87	0.3221	0
3003	CIP	CL2	95	1	1	2.892	0.87	0.1861	0
3047	CON	CL2	807	2	1	2.13	0.438	0	0
3033	CHP	CL2	756	1	1	2.892	0.87	0.3215	0
3057	CHP	CL2	386	2	1	2.769	0.8684	0.299	0
3042	CON	CL2	285	1	1	2.812	0.4	0	0
3041	CON	CL2	225	1	1	2.678	0.4	0	0
3058	CHP	CL2	153	1	1	2.029	0.5606	0.2986	0.351
3040	CON	CL2	1190	2	1	2.505	0.351	0	0
HYDR	HYD		2979	4.42	13.40				
DMND	DEM		71.43						

Kysynnän viikkojakauma b1_52_FIN_2001.txt

52
2.0759e3
1.826e3
1.8318e3
1.8384e3
1.9954e3
1.9885e3
1.8733e3
1.986e3
...

Kysynnän jakautuminen viikkojen sisällä b1_52_3_FIN_2001.txt

52 3
1.1944 0.99978 0.84213
1.115 1.0002 0.85466
1.1021 1.0002 0.86793
1.1082 1.0002 0.85888
1.1495 1.0002 0.81119
1.1445 0.99993 0.86718
1.1009 1.0001 0.88118
1.1401 1.000 0.85746
...

LIITE 2: LISÄYKSET JMM:N KOODIIN

Käytettävien parametrien esittely

Seuraava tiedosto sisällytetään ohjelman alkuun.

```
* File mhm_parameters.inc

* This file is part of the WILMAR JMM - Markkinahintmalli integration
* Created by Erkka Rinne

*-----

* The file introduces parameters for use with Markkinahintamalli

* Parameters used
Parameter MHM_TOTALCOST(HYRSFILLING,WEEKS) "Total cost function (EUR)";
Scalar MAX_HYRSCONTENT "Maximum content of hydro reservoir (TWh)";
Scalar MIN_HYRSCONTENT "Minimum content of hydro reservoir (TWh)";
Scalar USABLE_HYRSCONTENT "Hydrores capacity between max and min";
Scalar DELTA_HYRSFILLING "Change of hydrores content between levels";
Scalar INF_HYRSFILLING "Infimum of minimum hyrsfilling level";
Scalar WVTEMP;
Scalar LOOP_IN_WEEK "Counter for interpolating water value";
* Loop counter addition after BASETIME loop. Currently works if there
* are exactly 56 loops in a week and year begins on Monday

LOOP_IN_WEEK = STARTLOOP;

* File name for water values (just for graphing etc.)
File wvtable '/'..'AddOns\MHM\wv_table.dat'/;

*-----
```

Varsinainen toiminta

Seuraava tiedosto sisällytetään ohjelman silmukkaan, joka käy läpi kaikki simulointivuodet.

```
* File mhm.inc

* This file is part of the WILMAR JMM - Markkinahintmalli integration
* Created by Erkka Rinne

*-----
```

```

* The file contains section to run Markkinahintamalli (MH model)

* Execute MH model and load resulting total cost data to the program
execute_unload 'weeks_hyrsfilling.gdx', WEEKS, HYRSFILLING;
execute '='..\AddOns\MHM\mhm_exec.bat';
execute 'gams ..\AddOns\MHM\mhm_totalcost.gms';
execute_load 'mhm_totalcost.gdx', MHM_TOTALCOST;

* Calculate number of levels in MHM_TOTALCOST
NUMBER_OF_HYRSFIL = SUM(HYRSFILLING $MHM_TOTALCOST(HYRSFILLING, 'W01'),
                        1);

MAX_HYRSCONTENT = Sum((AAA, G), GKMAX_CONTENTHYDRORES(Y, AAA, G))/10**6;
MIN_HYRSCONTENT = Sum((AAA, G), GKMIN_CONTENTHYDRORES(Y, AAA, G))/10**6;
USABLE_HYRSCONTENT = MAX_HYRSCONTENT - MIN_HYRSCONTENT;
DELTA_HYRSFILLING = USABLE_HYRSCONTENT/(NUMBER_OF_HYRSFIL - 1);
INF_HYRSFILLING = Floor( MIN_HYRSCONTENT
                        * (NUMBER_OF_HYRSFIL - 1)/USABLE_HYRSCONTENT );

* Set water values under minimum reservoir fillig level to WVINFEAS
Loop(WEEKS,
    Loop(HYRSFILLING $( Ord(HYRSFILLING) <= INF_HYRSFILLING ),
        WV1REG(WEEKS, HYRSFILLING) = WVINFEAS;
    );
);

* Derivate water values with usable filling level from
* the total cost function
Loop(WEEKS,
    Loop(HYRSFILLING $(Ord(HYRSFILLING) < NUMBER_OF_HYRSFIL),
        WVTEMP = ( MHM_TOTALCOST(HYRSFILLING, WEEKS)
                    - MHM_TOTALCOST(HYRSFILLING + 1, WEEKS) )
                    / DELTA_HYRSFILLING;
        If ( WVTEMP > Epsilon,
            WV1REG(WEEKS, HYRSFILLING + INF_HYRSFILLING) = WVTEMP;
        Else
            WV1REG(WEEKS, HYRSFILLING + INF_HYRSFILLING) = Epsilon;
        );
    );
);

* Calculate final number of filling levels used
NUMBER_OF_HYRSFIL = Sum(HYRSFILLING $WV1REG('W01', HYRSFILLING), 1);

* Store water values in a file (just for graphing etc.)
Put wvtable;
wvtable.pw=1000;

```

```

Loop (WEEKS,
      Loop (HYRSFILLING$ (Ord (HYRSFILLING) <= NUMBER_OF_HYRSFIL) ,
            Put WV1REG (WEEKS, HYRSFILLING) ;
            );
      Put /;
    );
Putclose wvtable;

```

*-----

Jotta ohjelman käynnistyttyä voidaan siihen syöttää takaisin tietoa, pitää kutsua aliohjelmaa. Tämä on määritelty seuraavalla koodilla.

** File mhm_totalcost.gms*

** This file is part of the WILMAR JMM - Markkinahintmalli integration
 * Created by Erkka Rinne*

*-----

** Read required sets from.gdx file*
 \$gdxin weeks_hyrsfilling.gdx

Sets

```

WEEKS
HYRSFILLING;
$load WEEKS HYRSFILLING
$gdxin

```

```

Table MHM_TOTALCOST (HYRSFILLING, WEEKS) "Total cost function from MHmodel"
$INCLUDE '...\AddOns\MHM\mhm_totalcost.med'
Execute_unload 'mhm_totalcost.gdx', MHM_TOTALCOST;

```

*-----

Vesiarvojen luenta ja interpolointi ajan ja tilan mukaan

Seuraava koodi sisällytetään ohjelman silmukkaan, joka käy läpi kaikki ratkaisupisteet.

** File mhm_wvtransfer.inc*

** This file is part of the WILMAR JMM - Markkinahintmalli integration
 * Created by Erkka Rinne
 * Based on Wilmar LTM code*

*-----

** The file contains section to store water value from table WV1REG with
* arguments week number and filling level to parameter ISDP_HYDRORES.*

```

Loop (IR,
Loop (IAHYDRO $RRRAAA (IR, IAHYDRO) ,
Loop (WEEKS $BASETIME_WEEK (INFOTIME, WEEKS) ,
Loop (HYRSFILLING
    $ ( (Ord (HYRSFILLING) / NUMBER_OF_HYRSFIL Le IRESFILLWSTART (IR) ) And
      ( (Ord (HYRSFILLING) + 1) / NUMBER_OF_HYRSFIL Gt IRESFILLWSTART (IR) ) ) ,
    ISDP_HYDRORES (IAHYDRO, T) =
* part of value from current week (total 56 loops in a week)
    (56 - LOOP_IN_WEEK) / 56 * ( WV1REG (WEEKS, HYRSFILLING) +
      ( WV1REG (WEEKS, HYRSFILLING + 1) - WV1REG (WEEKS, HYRSFILLING) ) /
      ( (Ord (HYRSFILLING) + 1) / NUMBER_OF_HYRSFIL
        - Ord (HYRSFILLING) / NUMBER_OF_HYRSFIL ) *
      ( IRESFILLWSTART (IR) - Ord (HYRSFILLING) / NUMBER_OF_HYRSFIL ) )
* part of value from next week
    + (LOOP_IN_WEEK / 56) * (WV1REG (WEEKS + 1, HYRSFILLING) +
      ( WV1REG (WEEKS + 1, HYRSFILLING + 1) - WV1REG (WEEKS + 1, HYRSFILLING) ) /
      ( (Ord (HYRSFILLING) + 1) / NUMBER_OF_HYRSFIL
        - Ord (HYRSFILLING) / NUMBER_OF_HYRSFIL ) *
      ( IRESFILLWSTART (IR) - Ord (HYRSFILLING) / NUMBER_OF_HYRSFIL ) ) ;
  );
);
);
);
);

```

*-----

LIITE 3: JMM:N JA RATKAISIJAN ASETUKSET

JMM:n valintatiedosto

** File Choice.gms*

** Options for Wilmar JMM*

**-----*

```
$SetGlobal JMM_Det No
$SetGlobal DetForecast Yes
$SetGlobal JMM_Random_Load No
$SetGlobal JMM_Random_Wind No
$SetGlobal PlugIn No
$SetGlobal PlugInAdd No
$SetGlobal PlugIn_Forced
$SetGlobal Hor_60h No
$SetGlobal Bands Yes
$SetGlobal IntraDay_Penalty Yes
```

** Which method of water value calculation to use.*

** Use only one of these: Choice of including the LTM model in the JMM*

```
$SetGlobal LTM_Use Yes
```

** Choice of using Markkinahintamalli to generate water values*

```
$SetGlobal MHM_Use No
```

** Choice of using a method that follows historical reservoir levels*

```
$SetGlobal Hist_levels No
```

```
$SetGlobal JMM_MIP Yes
```

```
$SetGlobal UnitCmin Yes
```

```
$SetGlobal UnitCramp
```

```
$SetGlobal UnitCsc
```

```
$SetGlobal UnitCapprox Yes
```

```
$SetGlobal ElecStoDetail Yes
```

```
$SetGlobal SCALING No
```

```
$SetGlobal NoRes No
```

```
$SetGlobal SpinResDay Yes
```

```
$SetGlobal FI_Hydro_special No
```

```
$SetGlobal FI_Hydro_special_Rural No
```

```
SCALAR LOOPRUNS /2916/;
```

```
SCALAR STARTLOOP /4/;
```

**-----*

Cplex-asetukset

** File cplex.opt*

** Cplex solver options*

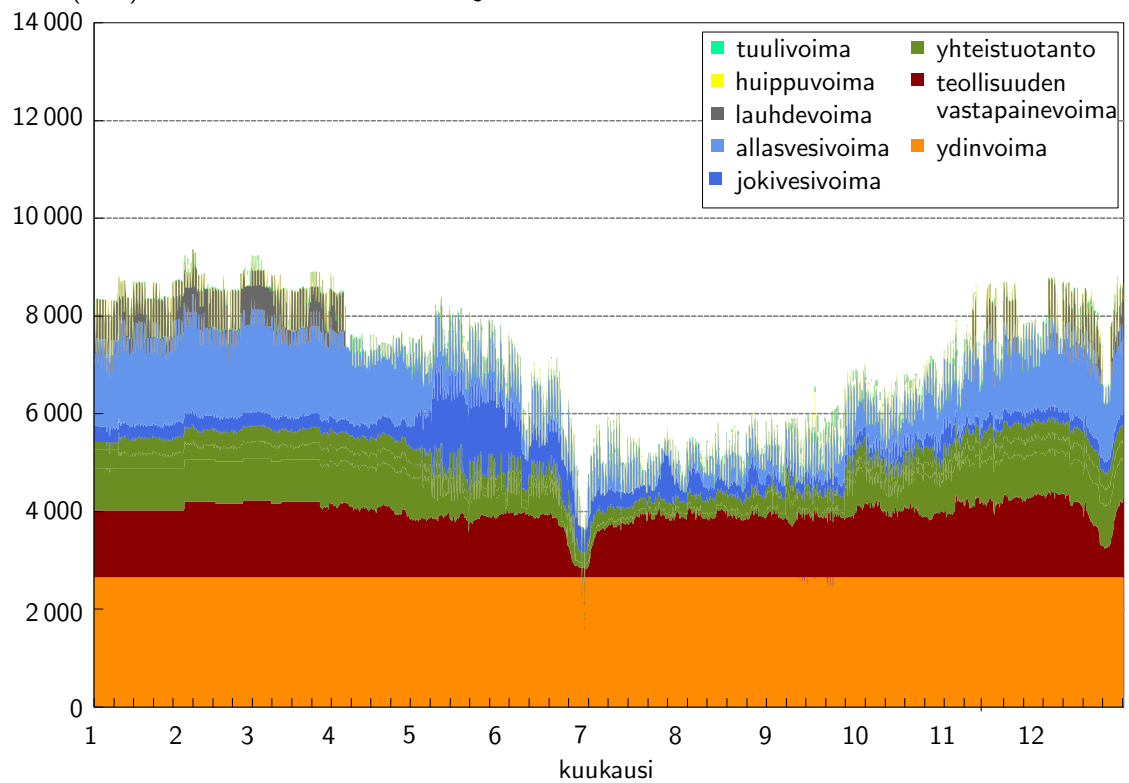
**-----*
epopt 1.0e-4
eprhs 1.0E-4
** The optimality tolerance influences the reduced-cost tolerance for
* optimality. This option setting governs how closely Cplex must
* approach the theoretically optimal solution.
* Range - [1.0e-9,1.0e-4]
* (default = 1.0e-6)*

epagap 9000
epgap 0.00000001
names **NO**
mipstart 1
rinsheur 50
mipemphasis 1
heurfreq 50
scaind 1
probe 0
mipdisplay 4
lpmethod 4
odelim 10000

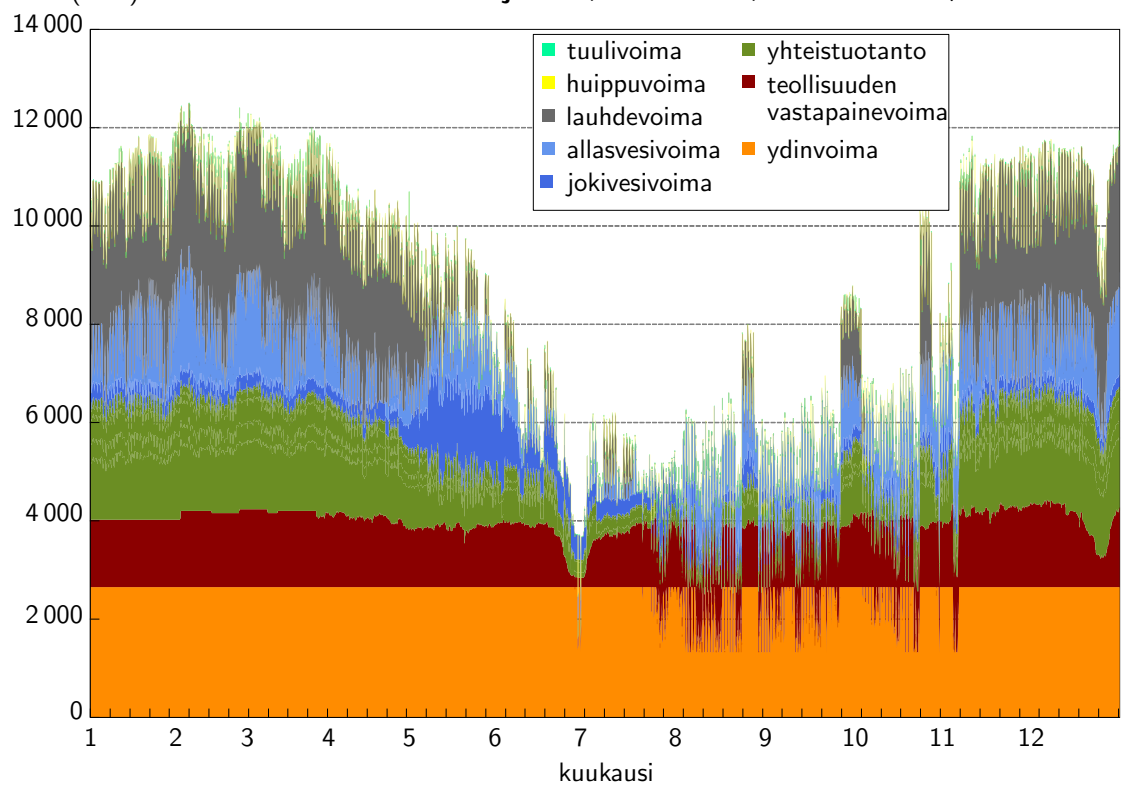
**-----*

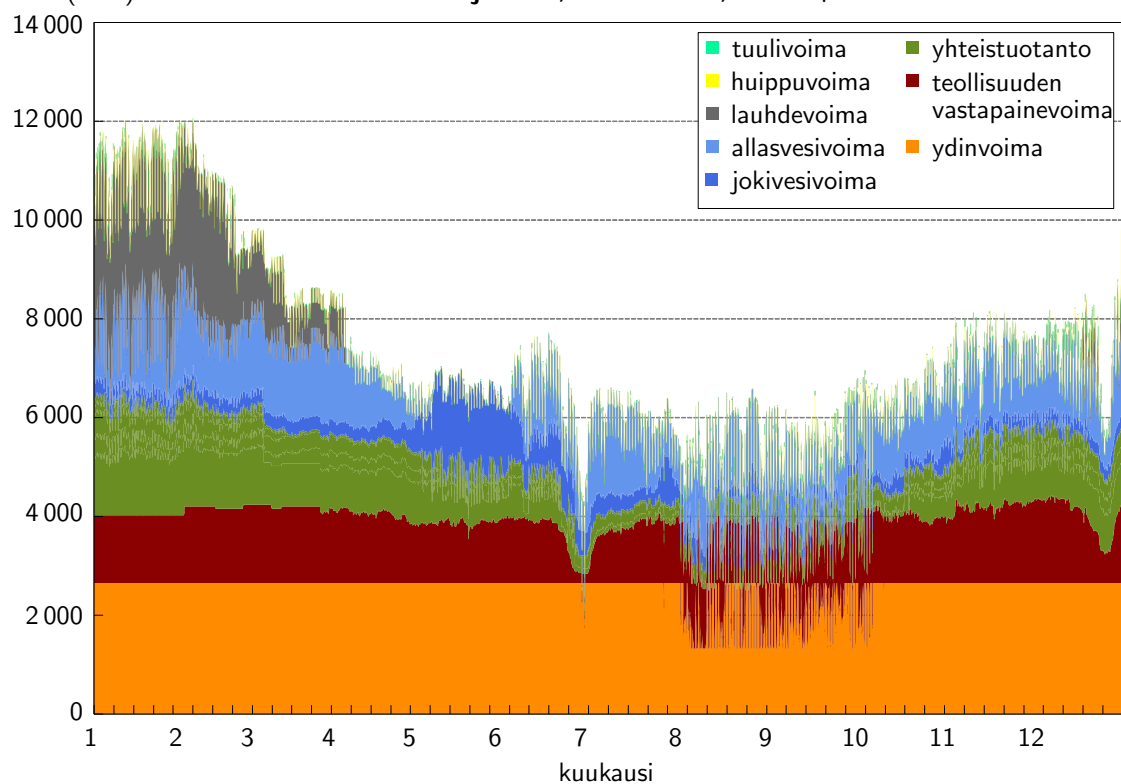
LIITE 4: TUOTANTOKUVAAJAT

teho (MW) **Simuloitu tuntituotanto lajeittain, Suomi 2001, Wilmar JMM + MH-malli**



teho (MW) **Simuloitu tuntituotanto lajeittain, Suomi 2001, Wilmar JMM + LTM**



teho (MW) **Simuloitu tuntituotanto lajeittain, Suomi 2001, JMM + hist. allastilan seuranta**teho (MW) **Sähköntuotannon viikkokeskiteho lajeittain, Suomi 2001 [61]**